



SKRIPSI - ME141501

**DESAIN KONSEP TERMINAL PENERIMA *LIQUEFIED PETROLEUM GAS*
(LPG) DI PELABUHAN CIGADING BANTEN**

Desy Agung Rachmawaty
NRP 04211440000102

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.
A.A.B. Dinariyana D. P. S.T., MES., Ph.D

**DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2018**



SKRIPSI - ME 141501

**DESAIN KONSEP TERMINAL PENERIMA *LIQUEFIED PETROLEUM GAS*
(LPG) DI PELABUHAN CIGADING BANTEN**

Desy Agung Rachmawaty
NRP 04211440000102

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.
A.A.B. Dinariyana D. P. S.T., MES., Ph.D

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
2018

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



SKRIPSI - ME 141501

**CONCEPTUAL DESIGN OF *LIQUEFIED PETROLEUM GAS* (LPG)
RECEIVING TERMINAL IN CIGADING PORT BANTEN**

Desy Agung Rachmawaty
NRP 04211440000102

Supervisors
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.
A.A.B. Dinariyana D. P. S.T., MES., Ph.D

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
2018

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

DESAIN KONSEP TERMINAL PENERIMA *LIQUEFIED PETROLEUM GAS* (LPG) DI PELABUHAN CIGADING BANTEN

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada

Bidang Studi *Reliability, Availability, Management
and Safety* (RAMS)

Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

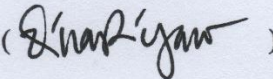
Desy Agung Rachmawaty
NRP. 04211440000102

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :

Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.

()

A.A.B. Dinariyana Dwi .P. S.T., MES., Ph.D.

()

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

DESAIN KONSEP TERMINAL PENERIMA *LIQUEFIED PETROLEUM GAS* (LPG) DI PELABUHAN CIGADING BANTEN

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

pada

Bidang Studi *Reliability, Availability, Management
and Safety* (RAMS)

Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Desy Agung Rachmawaty
NRP. 04211440000102

Disetujui oleh Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan :



“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Desain Konsep Terminal Penerima *Liquefied Petroleum Gas* (LPG) Di Pelabuhan Cigading Banten

Nama Mahasiswa : Desy Agung Rachmawaty
NRP : 04211440000102
Departemen : Teknik Sistem Perkapalan ITS
Dosen Pembimbing 1 : Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.
Dosen Pembimbing 2 : A.A.B. Dinariyana Dwi .P. S.T., MES., Ph.D.

Abstrak

Seiring dengan peningkatan jumlah kebutuhan energi yang ada di Indonesia, maka kebutuhan bahan bakar sebagai pemenuh kebutuhan tersebut semakin besar pula. Namun dengan semakin menipisnya jumlah ketersediaan bahan bakar minyak yang umum digunakan masyarakat, maka pemerintah mengeluarkan kebijakan pada tahun 2007 mengenai kebijakan konversi energi dari bahan bakar minyak (BBM) menjadi Liquefied Petroleum Gas (LPG). Dengan dikeluarkannya kebijakan tersebut, berdampak pada kebutuhan LPG di Indonesia yang semakin meningkat. Kebutuhan akan energi pada umumnya erat kaitannya dengan faktor pembangunan suatu daerah. Provinsi Banten yang merupakan salah satu provinsi produktif Indonesia dengan banyaknya industri besar dan laju pertumbuhan penduduk yang meningkat setiap tahunnya, menjadikan kebutuhan konsumsi energi Provinsi Banten, pada khususnya LPG menjadi semakin besar. Untuk dapat mengatasi hal tersebut, maka diperlukan adanya distribusi LPG ke Provinsi Banten. Oleh karena itu, untuk meningkatkan efisiensi distribusi, diperlukan pembangunan terminal penerima LPG yang ada di Provinsi Banten. Sehingga pada tugas akhir ini akan dilakukan desain konsep terminal penerima LPG yang berada di Pelabuhan Cigading Banten. Desain konsep yang dilakukan meliputi sistem bongkar muat, sistem penyimpanan, dan sistem distribusi. Kemudian, untuk dapat menjaga keselamatan operasional agar terhindar dari potensi bahaya yang terjadi, maka dilakukan pula proses penilaian SIL pada safety device yang ada pada sistem-sistem tersebut. Untuk dapat melakukan penilaian tersebut diperlukan adanya penentuan nilai target SIL terlebih dahulu dengan menggunakan metode risk graph, kemudian setelah mengetahui nilai target SIL akan dihitung nilai SIL dengan menggunakan fault tree analysis untuk dapat mengetahui konfigurasi safety device yang harus dipasang agar dapat memenuhi nilai target SIL. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, didapatkan hasil dari nilai target SIL dan konfigurasinya berturut-turut adalah sistem bongkar muat dengan pipa utama bernilai SIL 3 dan konfigurasi 1oo2, pipa vapour return bernilai SIL 1 dan konfigurasi 1oo1, sistem distribusi bernilai SIL 3 dengan konfigurasi 1oo2, dan sistem distribusi bernilai SIL 3 dengan konfigurasi 1oo2. Selain itu, dilakukan pula analisis keekonomian investasi terminal penerima LPG dengan memperhitungkan Capital Expenditure (CAPEX), Operational Expenditure (OPEX), Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) dan Payback Period (PP) dengan menggunakan skenario variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20 serta variasi periode operasional yaitu 10 tahun, 12 tahun, dan 15 tahun. Selain itu, pada analisis sensitivitas ekonomi juga dilakukan variasi dengan penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 5%, 10%, 20%, dan 30%. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan

didapatkan bahwa dari seluruh skenario memberikan hasil investasi layak dijalankan. Namun, pada perhitungan analisis sensitivitas memberikan hasil bahwa investasi yang layak dijalankan adalah investasi yang dilakukan dengan variasi periode operasional 15 tahun.

Kata kunci : *Desain konsep, Safety Integrity Level, Risk Graph, Fault Tree Analysis, Capital Expenditure, Operational Expenditure, Net Present Value, Internal Rate of Return, Payback Period, LPG.*

Conceptual Design of *Liquefied Petroleum Gas (LPG)* Receiving Terminal in Cigading Port, Banten

Name of Student : Desy Agung Rachmawaty
NRP : 04211440000102
Department : Marine Engineering
Supervisor 1 : Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.
Supervisor 2 : A.A.B. Dinariyana Dwi .P. S.T., MES., Ph.D.

Abstract

The increase in the number of energy needs in Indonesia, makes the fuel consumption become greater. fossil fuel was the most commonly used by the community to fulfill the needs of energy. To overcome the massive usage of oil fuel, as it is become rare, the government issued a policy in 2007 regarding the energy conversion from fossil fuel to Liquefied Petroleum Gas (LPG). The impact of applying the policy, makes the need of LPG in Indonesia increased. Banten which is one of Indonesia's productive provinces has many big industries and big population which increase every year, making the needs of energy consumption in Banten, especially LPG become greater. To be able to fullfill the needs of LPG in Banten, it is considered necessary to improve the efficiency of LPG distribution by designing a receiving terminal in Banten. So, this research aim to design LPG receiving terminal that located in Port of Cigading, Banten. The conceptual design of LPG receiving terminal will include the design of unloading systems, storage systems, and distribution systems. In addition, to maintain the safety factor of operating the terminal and to avoid the potential hazard that might happen, this research will also consider the SIL assessment on the safety device in every system. The assessment will include the determination of target SIL value by using Risk Graph method. After that, the value of SIL target will be calculated by using Fault Tree Analysis to know the configuration of safety device that must be installed in order to fulfill the SIL target value. Based on the calculation, the result of the SIL target value and its configuration of unloading system in the main pipe is SIL 3 with 1oo2 configuration, the vapor return pipe is SIL 1 with 1oo1 configuration, the storage system is SIL 3 with 1oo2 configuration, and the distribution system is SIL 3 with 1oo2 configuration. This research is also provide the economic analysis of LPG receiving terminal by calculating Capital Expenditure (CAPEX), Operational Expenditure (OPEX), Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback Period (PP) by using price variation \$ 18, \$ 18.5, \$ 19, and \$ 20 as well as variations of operating periods 10 years, 12 years, and 15 years. In addition, the analysis of economic sensitivity is also calculated with the addition of CAPEX and OPEX by 5%, 10%, 20%, and 30%. According to the calculation has been done, all of the investment is feasible to be executed. But, in the sensitivity calculation the investment that feasible to be executed are the scenarios with 15 years of operational.

Keywords : Conceptual design, Safety Integrity Level, Risk Graph, Fault Tree Analysis, Capital Expenditure, Operational Expenditure, Net Present Value, Internal Rate of Return, Payback Period, LPG.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Allah SWT, Tuhan Yang Maha Kuasa karena atas limpahan karunia, rahmat, dan tuntunan-Nya penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **“Desain Konsep Terminal Penerima *Liquefied Petroleum Gas (LPG)* di Pelabuhan Cigading Banten”** dengan baik dan tepat waktu. Tugas akhir ini diajukan sebagai salah satu persyaratan kelulusan program studi sarjana Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Pada kesempatan kali ini penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada pihak-pihak yang telah berperan dalam penyusunan Tugas Akhir ini, yaitu :

1. Kedua orang tua penulis Bapak Sunarso dan Ibu Sri Lestari serta adik penulis Jauza Nabilapuspa Wijaya yang merupakan orang-orang terbaik yang Allah hadirkan di dalam hidup penulis, yang selalu ikhlas melantunkan untaian doa dan selalu mendukung penulis baik secara moral maupun materil.
2. Bapak Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST, M.Sc, selaku dosen pembimbing pertama yang telah membimbing penulis selama mengerjakan Tugas Akhir, memberikan motivasi dan banyak memberikan pembelajaran untuk penulis baik mengenai akademik maupun non akademik. Semoga semua ilmu yang Bapak berikan dapat selalu penulis manfaatkan untuk kebaikan.
3. Bapak A.A.B. Dinariyana, ST, MES, Ph.D, selaku dosen pembimbing kedua sekaligus Kepala Laboratorium *Reliability, Availability, Management and Safety (RAMS)*.
4. Bapak Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc, selaku dosen wali penulis yang telah membimbing penulis selama menjalani masa perkuliahan, dari mulai semester satu hingga semester delapan.
5. Bapak Dr. Eng. Badrus Zaman, ST, M.Sc, selaku Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan beserta seluruh staff dan jajaran manajemen Departemen Teknik Sistem Perkapalan
6. Bapak Dr. Dhimas Widhi, S.T, M.Sc, Bapak Dr. I Made Ariana, S.T, M.Sc, Bapak Dr. RO Saut Gurning, Ibu Fadilla S.T, M.Sc selaku bapak-bapak dan ibu dosen Lab. RAMS yang telah memberikan dukungan dan pembelajaran kepada penulis.
7. Bapak-bapak dan Ibu dosen Teknik Sistem Perkapalan yang telah memberikan ilmunya kepada penulis selama menjalani masa perkuliahan.
8. PT. Krakatau Bandar Samudera, khususnya Bapak David Rahadian dan Mas Erwanda Putranto yang telah membantu dan membimbing penulis selama mengerjakan Tugas Akhir ini.
9. Thariq Arafatul Akbar, ST, B.Eng, selaku kakak tingkat penulis yang selalu sabar mengajarkan dan membantu penulis dalam hal apapun. Semoga studinya selalu dilancarkan dan kebaikan-kebaikan yang telah diberikan kepada penulis semoga dibalas oleh Allah dan menjadi kebaikan pula di kemudian hari.
10. Keluarga ‘Perumdol Holiday’ Fatiya, Azka, Galih, Wawan, Rayka, Ceje, Iji, Salvin, Mego, Iqbal, Tio, Palep, Ilham, Yose, Kukuh, Tito, Ben, Daniel, Gara, Gilang, Sekar, dan Eky yang telah menjadi sahabat baik sekaligus keluarga untuk penulis. Semoga persahabatan ini akan terus terjalin sampai kapanpun.

11. Pandhu Hayu Amarta, S.T. dan Muhammad Ikbar Abdul Baqi yang telah menjadi sahabat untuk penulis yang selalu peduli sekaligus tempat berbagi cerita.
12. Teman-teman seperjuangan Tugas Akhir laboratorium RAMS, Jujui, Fatiya, Azka, Mba Riri, Andika, Mayong, Wisnu, Diva, Kemas, Satrio, Alif, Titus, Ngurah Bagus, Azizah, Isom, Pras, Dedy, yang telah menjadi teman seperjuangan penulis, yang selalu mengingatkan dan menguatkan penulis dalam mengerjakan Tugas Akhir ini.
13. Keluarga Laboratorium RAMS, Emmy Pratiwi, S.T, Ayudhia Pangestu Gusti, S.T, Putri Dyah Setyorini, S.T., M.T, Zein Arfian, S.T, Thariq Arafatul Akbar, S.T., B.Eng, Halimah Puspitasari, S.T, Pandhu Hayu Amarta S.T, I Gede Manik S.T, Nyimas Safira S.T., B.Eng, Parta, Mirah, Haidar, Widya, Widhi, Nindio, Kisserah, Hilmy dan seluruh member lab RAMS yang telah mewarnai hari-hari penulis selama menjadi member di lab RAMS.
14. Keluarga besar 'MERCUSUAR 14' yang telah menjadi teman seperjuangan dan keluarga bagi penulis dari awal memiliki status mahasiswa.
15. BISMARCK'12, BARAKUDA'13, SALVAGE'15, VOYAGE'16 yang telah menjadi kakak-kakak, adik-adik, bahkan teman bagi penulis selama menjalani masa perkuliahan, khususnya saat berorganisasi.
16. Teman-teman SMAN 14 Jakarta ITS, Armey, Arum, Adi, Ago, Ndo, Dimie, Firman, Remy, Nanda, Jeje, yang selalu saling memberikan motivasi, saling mendukung, dan saling peduli walaupun berbeda jurusan dan telah memiliki kesibukan masing-masing.
17. Kepada pihak-pihak yang tidak bisa penulis sebutkan satu per satu, terima kasih atas segala bantuan dan dukungan yang telah diberikan kepada penulis.

Penulis menyadari bahwa penelitian yang dilakukan dalam tugas akhir ini masih jauh dari sebuah kesempurnaan, oleh karena itu kritik dan saran yang membangun sangat terbuka agar menjadi karya yang lebih baik dan memberikan kebermanfaatan.

Penulis berharap tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis dan bagi seluruh pembaca di kemudian hari.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	v
LEMBAR PENGESAHAN.....	vii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Tujuan Penelitian.....	3
1.5 Manfaat.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Teori <i>Liquified Petroleum Gas</i>	5
2.2 Karakteristik dan Sifat LPG	6
2.3 Jenis LPG	6
2.4 Penggunaan LPG.....	7
2.4.1 Sektor Perumahan.....	7
2.4.2 Sektor Industri	7
2.4.3 Sektor Transportasi.....	7
2.5 Jalur Distribusi LPG.....	7
2.5.1 LPG <i>Refinery</i>	8
2.5.2 Terminal Penerima LPG.....	9
2.5.3 SPPBE	10
2.6 Pelabuhan Cigading Banten	11
2.7 Kapal LPG.....	13
2.8 Perhitungan Kebutuhan LPG.....	14
2.9 Regulasi Mengenai Terminal Penerima LPG.....	15
2.10 Perancangan Terminal Penerima LPG	16
2.10.1 <i>Process Flow Diagram</i>	16
2.10.2 <i>Pipping and Instrumentation Diagram</i>	16

2.11 <i>Safety Integrity Level</i>	17
2.11.1 Data Kegagalan	18
2.11.2 <i>Fault Tree Analysis</i>	19
2.11.3 Perhitungan PFD dan Penentuan SIL	20
2.12 Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG	22
2.12.1 <i>Capital Expenditure</i>	22
2.12.1 <i>Operational Expenditure</i>	22
2.12.3 <i>Revenue</i>	23
2.12.4 Depresiasi	23
2.12.5 Aliran Kas Sebelum Pajak.....	23
2.12.6 Nilai Pajak	23
2.12.7 Nilai Kas Setelah Pajak	23
2.12.8 Faktor Diskonto	24
2.12.9 <i>Payback Period</i>	24
2.12.10 <i>Net Present Value</i>	24
2.12.11 <i>Internal Rate of Return</i>	25
BAB III METODE PENELITIAN	27
3.1 Identifikasi dan Perumusan Masalah	28
3.2 Studi Pustaka	28
3.3 Pengumpulan Data.....	28
3.4 Analisis Data dan Perhitungan	28
3.5 Perancangan Terminal Penerima LPG	29
3.6 <i>Safety Integrity Level</i>	29
3.7 Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG	29
3.8 Kesimpulan dan Saran	29
BAB IV TERMINAL PENERIMA LPG	31
4.1 <i>Lay Out</i> Perencanaan Dermaga 4 Pelabuhan Cigading	31
4.2 Sistem Bongkar Muat LPG.....	32
4.2.1 <i>Marine Loading Arm</i>	32
4.2.2 <i>Metering</i> dan <i>Odorizer</i>	33
4.2.3 Perhitungan Pipa Utama	35
4.2.4 <i>Vapour Return</i>	35
4.3 Sistem Penyimpanan LPG	36

4.3.1 Perhitungan Tangki Penyimpanan.....	36
4.4 Sistem Distribusi LPG.....	43
BAB V SAFETY INTEGRITY LEVEL.....	47
5.1 Menentukan Nilai Target SIL.....	47
5.1.1 Nilai Target SIL Sistem Penyimpanan	50
5.1.2 Nilai Target SIL Sistem Bongkar Muat.....	52
5.1.3 Nilai Target SIL Sistem Distribusi	54
5.2 Perhitungan SIL dengan FTA.....	56
5.2.1 Perhitungan SIL Sistem Bongkar Muat.....	56
5.2.2 Perhitungan Nilai SIL Sistem Penyimpanan	59
5.2.3 Perhitungan Nilai SIL Sistem Distribusi	61
BAB VI PERHITUNGAN KEEKONOMIAN	65
6.1 <i>Capital Expenditure</i>	65
6.2 <i>Operational Expenditure</i>	66
6.3 <i>Revenue</i>	66
6.4 Depresiasi	67
6.5 Aliran Kas Sebelum Pajak.....	67
6.6 Nilai Pajak	67
6.7 Nilai Aliran Kas.....	68
6.8 Faktor Diskonto.....	68
6.9 <i>Payback Period</i>	68
6.10 <i>Net Present Value</i>	69
6.11 <i>Internal Rate of Return</i>	69
6.12 Perhitungan Keekonomian	69
6.13 Analisis Sensitivitas	73
BAB VII RISK MATRIX	85
7.1 Usulan <i>Risk Matrix</i>	85
7.2 Representasi Risiko	89
BAB VIII KESIMPULAN DAN SARAN	91
7.1 Kesimpulan.....	91
7.2 Saran.....	92
DAFTAR PUSTAKA.....	93
BIODATA PENULIS.....	1

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Peta Wilayah Konversi Minyak Tanah ke LPG	1
Gambar 2.1 Hidrokarbon Penyusun LPG.....	5
Gambar 2.2 Jalur Distribusi LPG	8
Gambar 2.3 Kilang LPG.....	8
Gambar 2.4 Tangki Penyimpanan LPG.....	9
Gambar 2.5 SPPBE	10
Gambar 2.6 Pelabuhan Cigading Banten.....	11
Gambar 2.7 Jarak STS Teluk Semangka dengan Pelabuhan Cigading	12
Gambar 2.8 Lay Out Dermaga 4 Pelabuhan Cigading	13
Gambar 2.9 Kapasitas Dermaga 4 Pelabuhan Cigading.....	13
Gambar 2.10 Kapal Pengangkut LPG	14
Gambar 2.11 Fault Tree Analysis.....	20
Gambar 2.12 Contoh 1oo3	21
Gambar 2.13 Contoh 2oo2	22
Gambar 3.1 Metodologi Penelitian.....	27
Gambar 4.1 Lay Out Perencanaan Dermaga 4	31
Gambar 4.2 Flow Chart Terminal LPG	31
Gambar 4.3 <i>Marine Loading Arm</i>	32
Gambar 4.6 Permintaan LPG Provinsi Banten 2009-2015.....	37
Gambar 4.7 Grafik Hasil Perhitungan <i>Linear Projection</i>	41
Gambar 4.8 Tangki Penyimpanan LPG.....	42
Gambar 4.9 Truk LPG Curah	43
Gambar 4.10 Filling Station	44
Gambar 5.1 Metode <i>Risk Graph</i>	47
Gambar 5.2 <i>Risk Graph</i> Sistem Penyimpanan	51
Gambar 5.3 <i>Risk Graph</i> Bongkar Muat Pipa Utama	53
Gambar 5.4 <i>Risk Graph</i> Bongkar Muat Pipa <i>vapour return</i>	54
Gambar 5.5 <i>Risk Graph</i> Sistem Distribusi	55
Gambar 5.6 FTA Sistem Bongkar Muat.....	57
Gambar 5.7 FTA Sistem Bongkar Muat <i>vapour return</i>	59
Gambar 5.9 FTA Sistem Distribusi	63

Gambar 6.1 Grafik Perbandingan NPV Terhadap Variasi Tarif Jasa Terminal	70
Gambar 6.2 Grafik Perbandingan IRR Terhadap Variasi Tarif Jasa Terminal.....	71
Gambar 6.3 Grafik Perbandingan PP Pada Operasional 10 Tahun	72
Gambar 6.4 Grafik Perbandingan PP Pada Operasional 12 Tahun	72
Gambar 6.5 Perbandingan PP Pada Operasional 15 Tahun.....	73
Gambar 6.6 Grafik Sensitivitas NPV Periode 10 Tahun	76
Gambar 6.7 Gambar Grafik Sensitivitas IRR Periode 10 Tahun.....	76
Gambar 6.8 Grafik Sensitivitas PP Periode 10 Tahun.....	77
Gambar 6.9 Grafik Sensitivitas NPV Periode 12 Tahun.....	79
Gambar 6.10 Grafik Sensitivitas IRR Periode 12 Tahun	80
Gambar 6.11 Grafik Sensitivitas PP Periode 12 Tahun.....	80
Gambar 6.12 Grafik Sensitivitas NPV Periode 15 Tahun	83
Gambar 6.13 Grafik Sensitivitas IRR Periode 15 Tahun	83
Gambar 6.14 Grafik Sensitivitas PP Periode 15 Tahun.....	84
Gambar 7.1 <i>Risk Matrix</i>	85
Gambar 7.2 Contoh Representasi Risiko.....	90

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Jumlah Rumah Tangga Kabupaten Provinsi Banten Tahun 2005 – 2015	2
Tabel 1.2 Jumlah Rumah Tangga Kota Provinsi Banten Tahun 2005 – 2015	2
Tabel 2.1 Perbandingan Bahan Bakar	6
Tabel 2.2 Spesifikasi Dermaga Pelabuhan Cigading	11
Tabel 2.3 Spesifikasi Kapal LPG	14
Tabel 2.4 <i>Line Instrument Symbol</i>	16
Tabel 2.5 <i>Instrument Symbol</i>	17
Tabel 2.6 SIL dan Sistem Keselamatan yang Dibutuhkan	18
Tabel 2.7 Simbol FTA.....	19
Tabel 2.8 Kategori SIL	22
Tabel 4.1 Spesifikasi LPG Campuran	33
Tabel 4.2 Spesifikasi LPG Propana.....	34
Tabel 4.3 Spesifikasi LPG Butana	34
Tabel 4.4 Permintaan LPG Provinsi Banten 2009-2015	36
Tabel 4.5 Perhitungan Trend Linear Projection	37
Tabel 4.6 Hasil Perhitungan <i>Linear Projection</i>	40
Tabel 5.1 Tabel Parameter <i>Risk Graph</i>	48
Tabel 5.2 <i>Failure Rate</i> Sistem Bongkar Muat.....	56
Tabel 5.3 <i>Failure Rate</i> Sistem Penyimpanan.....	59
Gambar 5.8 FTA Sistem Penyimpanan	61
Tabel 5.4 <i>Failure Rate</i> Sistem Distribusi	61
Tabel 6.1 <i>Capital Expenditure</i>	65
Tabel 6.2 <i>Operational Expenditure</i>	66
Tabel 6.3 Daftar Tarif Jasa Pelabuhan	66
Tabel 6.4 PP No. 46 Tahun 2013	67
Tabel 6.5 Perhitungan Keekonomian Sesuai Variasi	70
Tabel 6.6 Perhitungan Sensitivitas Periode 10 Tahun Harga \$18	74
Tabel 6.7 Perhitungan Sensitivitas Periode 10 Tahun Harga \$18,5	74
Tabel 6.8 Perhitungan Sensitivitas Periode 10 Tahun Harga \$19	75
Tabel 6.9 Perhitungan Sensitivitas Periode 10 Tahun Harga \$20	75
Tabel 6.10 Perhitungan Sensitivitas Periode 12 Tahun Harga \$18	77

Tabel 6.11 Perhitungan Sensitivitas Periode 12 Tahun Harga \$18,5	78
Tabel 6.12 Perhitungan Sensitivitas Periode 12 Tahun Harga \$19	78
Tabel 6.13 Perhitungan Sensitivitas Periode 12 Tahun Harga \$20	79
Tabel 6.14 Perhitungan Sensitivitas Periode 15 Tahun Harga \$18	81
Tabel 6.15 Perhitungan Sensitivitas Periode 15 Tahun Harga \$18,5	81
Tabel 6.16 Perhitungan Sensitivitas Periode 15 Tahun Harga \$19	82
Tabel 6.17 Perhitungan Sensitivitas Periode 15 Tahun Harga \$20	82
Tabel 7.1 Kriteria Likelihood	86
Tabel 7.2 Konsekuensi Terhadap Manusia.....	86
Tabel 7.3 Konsekuensi Terhadap Reputasi Perusahaan	87
Tabel 7.4 Konsekuensi Terhadap Lingkungan	88
Tabel 7.5 Konsekuensi Terhadap Aset dan Finansial.....	89

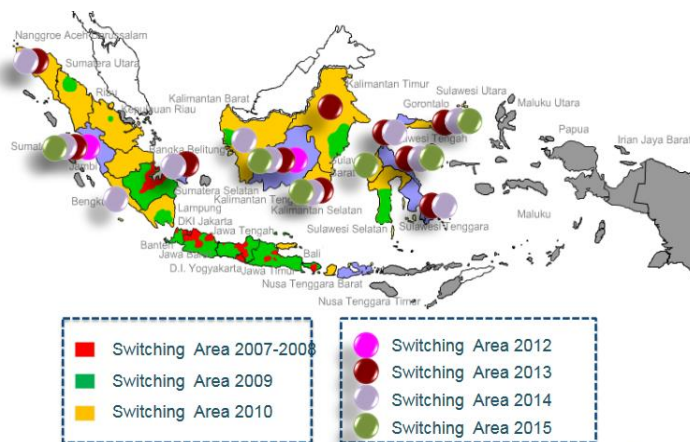
BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan salah satu negara berkembang yang memiliki industri-industri besar dalam berbagai sektor dan jumlah penduduk yang besar. Hal tersebut menjadikan kebutuhan energi Indonesia menjadi besar pula. Untuk memenuhi kebutuhan energi, diperlukan bahan bakar. Bahan bakar minyak (BBM) merupakan salah satu bahan bakar yang umum digunakan di Indonesia untuk memenuhi kebutuhan energi tersebut. Namun, dengan keterbatasan jumlah dan semakin menipisnya persediaan bahan bakar minyak, maka pemerintah mengeluarkan kebijakan pada tahun 2007 mengenai konversi sumber energi dari minyak tanah menjadi gas (Pitana, et al., 2017), dalam hal ini yang dimaksud adalah *Liquefied Petroleum Gas* (LPG). Selain peraturan pemerintah, dasar hukum mengenai konversi energi dari minyak tanah menjadi LPG terdapat pada Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 mengenai minyak dan gas, Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006, Peraturan Presiden No. 10 Tahun 2007, dan Peraturan Menteri ESDM No. 26 Tahun 2009.

Gambar 1.1 menunjukkan peta wilayah konversi minyak tanah menjadi LPG yang diimplementasikan setelah adanya kebijakan pemerintah pada tahun 2007. Kebijakan tersebut dilakukan secara bertahap, yang mana penerapannya dibagi berdasarkan provinsi yang ada di Indonesia. Perbedaan warna yang terdapat pada Gambar 1.1 menunjukkan perbedaan tahun implementasi konversi minyak tanah ke LPG contohnya, Provinsi DKI Jakarta memiliki warna merah yang berarti merupakan wilayah konversi pada tahun 2007-2009.



Gambar 1.1 Peta Wilayah Konversi Minyak Tanah ke LPG
Sumber : Kementerian ESDM RI Kebijakan LPG 3 Kg

Dengan lahirnya kebijakan tersebut, untuk dapat memenuhi kebutuhan energi masyarakat, maka dikeluarkanlah solusi LPG 3 kg untuk keperluan rumah tangga. Namun, terdapat permasalahan teknis yang mendasar terkait penyukuksesan hal tersebut yakni pendistribusian LPG dengan menggunakan moda transportasi kapal. Permasalahan

tersebut erat kaitannya dengan permintaan (*demand*) dari para konsumen. (Fikri, 2017). Berdasarkan data dari Outlook Energi Indonesia 2014 oleh Dewan Energi Nasional, menyebutkan bahwa kebutuhan akan energi pada umumnya dan LPG pada khususnya masih erat kaitannya dengan faktor pembangunan suatu daerah. Pembangunan yang dimaksud adalah sektor industri, komersial, dan rumah tangga.

Berdasarkan peta wilayah konversi minyak tanah menjadi gas, pada Gambar 1.1 Provinsi Banten yang merupakan salah satu provinsi produktif Indonesia menjadi target konversi pada tahun 2009. Seiring dengan laju pertumbuhan penduduk yang meningkat, menjadikan kebutuhan konsumsi energi rumah tangga meningkat, khususnya LPG sebagai salah satu kebutuhan energi untuk memasak. Jumlah rumah tangga Provinsi Banten terus mengalami kenaikan dari tahun ke tahun terdapat pada Tabel 1.1 dan 1.2.

Tabel 1.1 Jumlah Rumah Tangga Kabupaten Provinsi Banten Tahun 2005 – 2015

Tahun	Kabupaten			
	Kab. Pandeglang	Kab. Lebak	Kab. Tangerang	Kab. Serang
2005	296958	328960	872728	479744
2006	242704	276864	819680	406592
2007	245248	283648	848048	412032
2008	260162	307573	851620	430322
2009	249566	327623	905635	307171
2010	272937	294780	690042	318873
2011	281098	325964	706557	323004
2012	282650	311325	718615	325989
2013	283486	308841	737566	321445
2014	282145	308285	794813	332570
2015	281359	309719	827015	337615

Sumber : Badan Pusat Statistik Provinsi Banten

Tabel 1.2 Jumlah Rumah Tangga Kota Provinsi Banten Tahun 2005 – 2015

Tahun	Kota			
	Kota Tangerang	Kota Cilegon	Kota Serang	Kota Tangrang Selatan
2005	433260	92680	-	-
2006	374400	76351	-	-
2007	382070	77952	-	-
2008	364222	75940	-	-
2009	401228	80178	111029	-
2010	475302	89754	126008	328926
2011	492050	90333	132391	332335
2012	475022	89809	135908	348094
2013	505920	89550	131990	346948
2014	528494	97122	137634	380591
2015	540970	98979	141176	393391

Sumber : Badan Pusat Statistik Provinsi Banten

Dengan besarnya jumlah permintaan (*demand*) yang meningkat seiring meningkatnya jumlah rumah tangga Provinsi Banten, maka diperlukan adanya distribusi gas LPG ke Provinsi Banten. Untuk meningkatkan efektivitas dan efisiensi pengiriman gas LPG ke Provinsi Banten maka diperlukan pembangunan Terminal Penerima LPG yang ada di Provinsi Banten, dalam tugas akhir ini terminal penerima LPG akan di desain berada di Pelabuhan Cigading Banten.

1.2 Perumusan Masalah

Pada pelaksanaan penelitian ini terdapat beberapa masalah yang dirumuskan agar proses pengerjaan penelitian yang dilakukan menjadi lebih terarah, yaitu :

1. Berapa perhitungan kapasitas dan jumlah fasilitas bongkar muat LPG?
2. Berapa perhitungan kapasitas dan jumlah fasilitas penyimpanan LPG?
3. Berapa perhitungan kapasitas dan jumlah fasilitas distribusi LPG?
4. Bagaimana desain PFD dan P&ID dari terminal penerima LPG?
5. Bagaimana *Safety Integrity Level* dari terminal penerima LPG?
6. Bagaimana perhitungan keekonomian pembangunan terminal penerima LPG?

1.3 Batasan Masalah

Agar lingkup penelitian ini menjadi lebih terfokus dan mencapai tujuan yang diinginkan, maka diperlukan adanya pembatasan masalah, diantaranya adalah :

1. Lokasi desain terminal penerima LPG adalah di Pelabuhan Cigading, Banten
2. Pengiriman LPG diasumsikan berasal dari STS Teluk Semangka
3. LPG yang digunakan merupakan LPG *Public Service Obligation* (PSO)
4. Tugas akhir ini diasumsikan setara dengan *Feasibility Study*

1.4 Tujuan Penelitian

Dari perumusan masalah diatas maka dapat ditentukan tujuan dari Tugas Akhir ini, yaitu :

1. Menghitung dan menentukan fasilitas bongkar muat LPG
2. Menghitung dan menentukan fasilitas penyimpanan LPG
3. Menghitung dan menentukan fasilitas distribusi LPG
4. Mendesain PFD dan P&ID terminal penerima LPG
5. Menentukan *Safety Integrity Level* terminal penerima LPG
6. Menghitung keekonomian pembangunan terminal penerima LPG

1.5 Manfaat

Manfaat yang didapatkan dari dilakukannya penelitian ini adalah :

1. Mengetahui kapasitas dan jumlah fasilitas bongkar muat LPG
2. Mengetahui kapasitas dan jumlah fasilitas penyimpanan LPG
3. Mengetahui kapasitas dan jumlah fasilitas distribusi LPG
4. Mengetahui desain tata letak fasilitas-fasilitas penerima LPG dan PFD di Pelabuhan Cigading, Banten.
5. Mengetahui *Safety Integrity Level* Terminal penerima LPG
6. Mengetahui nilai keekonomian dari pembangunan terminal penerima LPG Pelabuhan Cigading.

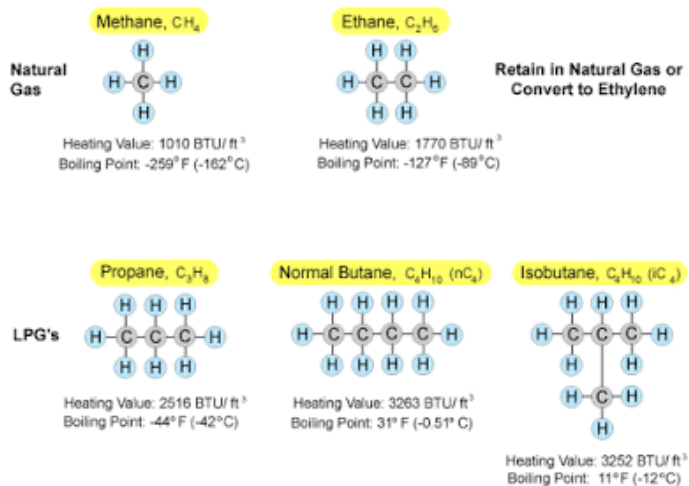
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Teori *Liquified Petroleum Gas*

Liquified Petroleum Gas atau LPG merupakan gas minyak bumi yang dicairkan. LPG terdiri dari berbagai unsur hidrokarbon yang berasal dari gas alam dan didominasi oleh komponen-komponen seperti *propana* (C_3H_8) dan *butana* (C_4H_{10}). Selain itu, LPG juga mengandung hidrokarbon ringan lain dalam jumlah kecil, misalnya *etana* (C_2H_6) dan *pentana* (C_5H_{12}). LPG dapat berubah fasa menjadi cair, apabila diberikan tekanan sedangkan suhu di sekitarnya diturunkan. LPG pada kondisi tekanan atmosfer (1 atm) akan berfasa gas. Dengan berat yang sama, LPG dalam fasa cair memiliki volume yang lebih kecil dibandingkan pada fasa gas. Oleh karena itu, transportasi LPG akan lebih efektif jika dilakukan dengan mengubah fasanya menjadi cair terlebih dahulu. Di Indonesia, LPG dipasarkan dalam bentuk cair di dalam tabung logam bertekanan. Untuk memungkinkan terjadinya ekspansi panas dari LPG cair yang berada di dalam tabung, maka LPG hanya diisi sekitar 80-85% dari kapasitasnya. (Shagir, 2018)



Gambar 2.1 Hidrokarbon Penyusun LPG
Sumber : www.alifmh-shagir.com

Gambar 2.1 diatas menunjukkan jenis hidrokarbon penyusun LNG dan LPG. *Liquefied Petroleum Gas* berdasarkan komponen penyusunnya, dibagi menjadi tiga jenis yaitu, LPG campuran, LPG *propana*, dan LPG *butana*. Spesifikasi masing-masing jenis tersebut terdapat dalam keputusan Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi Nomor : 25K/36/DDJM/1990. LPG *butana* dan LPG campuran biasanya digunakan oleh masyarakat umum sebagai bahan bakar memasak, sedangkan LPG *propana* biasanya digunakan pada industri-industri sebagai pendingin. Namun, LPG yang biasanya dipasarkan ke masyarakat dan dapat dengan mudah ditemukan adalah jenis LPG campuran *propana* dan *butana*.

2.2 Karakteristik dan Sifat LPG

Liquified Petroleum Gas sebagai bahan bakar gas yang dicairkan memiliki sifat-sifat dan karakteristik tertentu yang harus diperhatikan dalam penggunaannya, antara lain sebagai berikut :

a) Bersifat *flammable*

Gas LPG memiliki sifat mudah terbakar, sehingga percikan api dapat menyambar gas LPG. Besar atau kecilnya daya ledak LPG tergantung dari volume gas yang berada dalam ruang tertutup dimana terjadi kebocoran, oleh karena itu ventilasi sangat penting dalam proses penyimpanan LPG sehingga apabila terjadi kebocoran tidak menyebabkan kebakaran atau ledakan.

b) Memiliki berat jenis yang lebih besar dari udara

Berat jenis *propana* adalah satu setengah kali berat jenis udara, sedangkan berat jenis *butana* dua kali berat jenis udara. Oleh karena itu, apabila terjadi kebocoran LPG akan cenderung berada di atas permukaan lantai atau tanah. Maka dari itu adanya ventilasi atau *exhaust fan* di permukaan lantai sekitar LPG sangat diperlukan agar terjadi sirkulasi udara.

c) Gas alam tidak berwarna, transparan, tidak berbau, dan tidak beracun (Ariana, et al., 2016). Namun, dalam penggunaannya LPG diberikan bau yang dihasilkan oleh *odorant* yang berupa *mercaptant*.

d) LPG memiliki daya pemanasan yang lebih sempurna, sehingga panas yang dihasilkan menjadi lebih efisien saat digunakan. Tabel 2.1 dibawah ini menunjukkan perbandingan LPG dengan bahan bakar lain dari segi daya pemanasan, efisiensi, dan daya panas bermanfaat.

Tabel 2.1 Perbandingan Bahan Bakar

Bahan Bakar	Daya Pemanasan	Effisiensi Apparatus	Daya Panas Bermanfaat
	(Kcal/Kg)	(%)	(Kcal/Kg)
Kayu Bakar	4000	15	600
Arang	8000	15	1200
Minyak Tanah	10479	40	4192
LPG	11255	53	5965

Sumber : www.migas.esdm.go.id

2.3 Jenis LPG

Berdasarkan cara pencairannya, *Liquefied Petroleum Gas* (LPG) dibedakan menjadi dua, yaitu :

LPG Pressurized

Merupakan LPG yang dicairkan dengan cara ditekan (4-5 kg/cm²). LPG jenis ini disimpan dalam tabung atau tangki khusus bertekanan. LPG inilah yang banyak digunakan sehari-hari seperti untuk keperluan rumah tangga dan industri, karena penyimpanan dan penggunaannya tidak memerlukan perlakuan khusus seperti LPG *Refrigerated*. (Fikri, 2017)

LPG Refrigerated

Merupakan LPG yang dicairkan dengan cara didinginkan hingga titik cairnya. Titik cair propana adalah -42°C dan titik cair butana adalah -0.5°C . LPG jenis ini umumnya digunakan untuk mentransportasikan LPG dalam jumlah yang besar dan jarak yang jauh. Pada proses tersebut dibutuhkan tangki penyimpanan khusus yang harus didinginkan agar LPG tetap dapat berfasa cair, dan dibutuhkan pula proses khusus untuk mengubah LPG *refrigerated* ini menjadi LPG *Pressurized*. (Fikri, 2017)

2.4 Penggunaan LPG

Liquefied Natural Gas memiliki kegunaan di berbagai bidang, misalnya :

2.4.1 Sektor Perumahan

Pada sektor ini LPG digunakan sebagai bahan bakar peralatan dapur terutama kompor gas. Selain itu LPG juga dapat digunakan sebagai bahan bakar pemanas ruangan pada daerah yang bersuhu cukup dingin. Daya pemanasnya dapat digunakan sebagai pembangkit alat pemanas ruangan. LPG dapat digunakan pula sebagai pemanas air pada kamar mandi, dengan daya pemanas sebesar 60%. Selain itu, gas LPG dapat pula digunakan sebagai alat penerangan, pengganti lampu tempel yang berbahan minyak tanah. Keuntungan yang dapat diperoleh dari LPG adalah tidak mengeluarkan asap pembakar yang menjadikan dinding rumah tetap bersih. (Fikri, 2017)

2.4.2 Sektor Industri

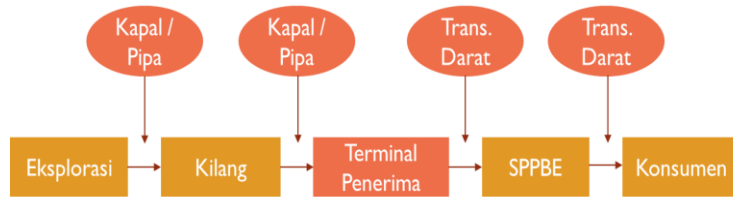
Gas LPG dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk industri-industri. Gas LPG dominan dipakai dalam industri keramik, yang digunakan sebagai alat bantu menyemprotkan cat keramik serta sebagai bahan bakar pemanas agar keramik cepat mengering dan terbentuk seperti yang telah di desain. Gas LPG melalui pemanasannya yang sempurna, akan lebih irit penggunaannya dibandingkan dengan bahan bakar minyak tanah atau kayu bakar, seperti yang tertera pada Tabel 2.1. Selain itu pada industri kosmetik, gas LPG dominan digunakan sebagai alat penekan pada industri yang menghasilkan produk seperti deodoran, minyak wangi spray, alat kosmetik spray, dan sebagainya. (Fikri, 2017)

2.4.3 Sektor Transportasi

Sebagai bahan bakar substitusi dalam kendaraan, LPG dapat digunakan sebagai tenaga penggerak pengganti bahan bakar bensin yang semakin menipis persediannya dan semakin mahal harganya. Dengan menggunakan bahan bakar gas LPG, biaya operasional kendaraan dapat ditekan serendah mungkin sehingga dapat memberikan keuntungan atau penghematan secara ekonomi.

2.5 Jalur Distribusi LPG

Distribusi erat kaitannya dengan permintaan (*demand*) produk LPG tersebut. Untuk memenuhi permintaan gas LPG, maka dilakukan pengiriman (*supply*) yang harus disesuaikan dengan permintaan. Dari permintaan produk tersebut maka munculah sebuah rantai pasok atau *supply chain*, dimana dalam rantai pasok terdiri dari mata rantai yang saling berhubungan. (Fikri, 2017)



Gambar 2.2 Jalur Distribusi LPG

Gambar 2.2 diatas menunjukkan jalur distribusi LPG. Pertama, LPG dieksplorasi yang dilakukan di sumber gas tersebut. Kemudian hasil eksplorasi ditransportasikan menuju kilang untuk diolah menjadi produk. Setelah itu, LPG yang telah menjadi produk hasil pengolahan akan ditransportasikan dengan menggunakan kapal atau pipa. LPG kemudian akan di *discharge* dari kapal menuju tangki penyimpanan di terminal penerima, jika menggunakan pipa maka pipa tersebut akan terkoneksi dengan tangki penyimpanan. Selanjutnya, dari tangki penyimpanan sementara tersebut LPG dapat ditransportasikan menggunakan jalur darat menuju SPPBE. Barulah kemudian LPG dapat digunakan oleh masyarakat.

2.5.1 LPG Refinery

Kilang LPG (LPG refinery) adalah pabrik atau fasilitas industri yang mengolah minyak mentah atau gas alam yang berasal dari hasil eksplorasi menjadi produk petroleum gas berupa propana (C_3H_8) dan butana (C_4H_{10}) yang kemudian menjadi produk LPG yang menjadi bahan baku bagi keperluan rumah tangga maupun industri petrokimia. Kilang LPG dapat dilihat pada gambar 2.3 berikut.



Gambar 2.3 Kilang LPG

Sumber : economy.okezone.com

Kilang LPG terdiri dari fasilitas industri yang sangat kompleks dengan berbagai jenis peralatan proses dan fasilitas pendukungnya. Selain, itu, pembangunan suatu kilang LPG harus berlokasi pada tempat yang mudah dijangkau oleh alat transportasi seperti mobil, truk, maupun kapal.

Hal tersebut bertujuan agar proses distribusi LPG dapat terlaksana dengan lancar, sehingga pasokan LPG dari kilang dapat memenuhi kebutuhan masyarakat. Pada umumnya suatu kilang LPG memiliki fasilitas pelabuhan laut khusus dan terminal muat untuk truk-truk pengangkut LPG.

2.5.2 Terminal Penerima LPG

Setelah minyak mentah atau gas alam diolah di fasilitas kilang atau *refinery* menjadi LPG, maka selanjutnya akan ditransportasikan untuk dikirim ke masyarakat untuk digunakan. Sebelum sampai kepada masyarakat secara langsung, LPG akan dikirim terlebih dahulu menuju terminal penerima. Fasilitas terminal penerima LPG secara garis besar terdiri tiga sub sistem yang bekerja, dari mulai pemindahan LPG dari kapal hingga pendistribusian menuju truk. Fasilitas pada terminal LPG terdiri dari fasilitas bongkar muat, fasilitas penyimpanan, fasilitas distribusi, dan sejumlah fasilitas pendukung lainnya. Salah satu contoh fasilitas tersebut adalah tangki penyimpanan yang dapat dilihat pada Gambar 2.4 dibawah ini.



Gambar 2.4 Tangki Penyimpanan LPG
Sumber : GrabCAD

a) Fasilitas Bongkar Muat

Fasilitas ini bongkar muat merupakan fasilitas yang digunakan untuk memindahkan muatan LPG dari kapal menuju terminal penerima. Fasilitas ini umumnya terdiri dari *unloading arm* dan *unloading pump* yang berfungsi untuk memindahkan muatan dari kapal menuju terminal penerima.

b) Fasilitas Penyimpanan LPG

Tangki penyimpanan berfungsi untuk menampung LPG setelah aktivitas bongkar muat dari kapal. Besarnya kapasitas tangki penyimpanan LPG dibuat berdasarkan kebutuhan gas dan perencanaan *safety stock*. Selain sebagai fasilitas untuk menyimpan LPG sebelum dipindahkan menuju fasilitas distribusi, tangki penyimpanan ini juga berfungsi sebagai tempat percampuran gas propana dan butana dengan mercaptan selama beberapa waktu yang ditentukan agar LPG tersebut bercampur dengan baik.

c) Fasilitas Distribusi

Fasilitas Distribusi dapat disebut pula sebagai *filling station* yang merupakan fasilitas yang berfungsi sebagai tempat pemindahan LPG dari tangki penyimpanan menuju *skid tank* yang kemudian akan di distribusikan menuju SPBE. Fasilitas ini pada umumnya terdiri dari metering pada tiap station untuk mengetahui jumlah LPG yang dipindahkan, dan jembatan penimbangan.

2.5.3 SPPBE

Stasiun Pengisian dan Pengangkutan *Bulk* Elpiji (SPPBE) adalah *filling plant* yang melakukan proses pengangkutan, pengisian, dan pendistribusian LPG baik dalam bentuk curah maupun tabung. LPG yang diangkut dari terminal penerima dengan menggunakan truk LPG kemudian akan dibawa menuju SPPBE.

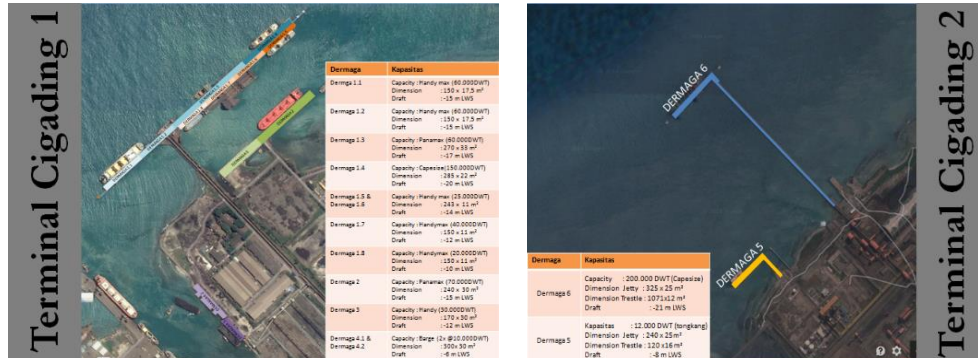


Gambar 2.5 SPPBE
Sumber : Blog SPPBE News

Gambar 2.5 diatas menunjukkan proses pengisian LPG ke dalam tabung 3kg. LPG curah yang berasal dari terminal penerima, kemudian diangkut oleh truk dan disimpan ke dalam tangki penyimpanan sementara yang berada di SPPBE. Selanjutnya, dilakukan proses pengisian LPG dari tangki penyimpanan menuju tabung-tabung LPG. Di fasilitas ini lah terjadi proses pengisian dan pengemasan ke dalam tabung LPG yang biasa digunakan untuk keperluan sehari-hari. Kemudian, setelah dilakukan pengisian LPG akan didistribusikan menggunakan truk kepada agen-agen, dan barulah LPG dapat digunakan oleh masyarakat.

2.6 Pelabuhan Cigading Banten

Pelabuhan Cigading merupakan pelabuhan curah kering terdalam di Indonesia. Pelabuhan ini dioperasikan oleh PT. Krakatau Bandar Samudera yang merupakan salah satu anak perusahaan PT. Krakatau Steel yang berlokasi di Cilegon, Banten.



Gambar 2.6 Pelabuhan Cigading Banten
Sumber: PT. Krakatau Bandar Samudera

Gambar 2.6 diatas merupakan *lay out* dari Pelabuhan Cigading. Pelabuhan ini memiliki 14 dermaga, dengan spesifikasi masing-masing dermaga yang dapat dilihat pada tabel 2.2 dibawah ini.

Tabel 2.2 Spesifikasi Dermaga Pelabuhan Cigading

Dermaga	Kapasitas	Dimensi	Draft
1.1	60.000 DWT	150 x 17.5	15 m
1.2	60.000 DWT	150 x 17.5	15 m
1.3	60.000 DWT	270 x 33	17 m
1.4	150.000 DWT	285 x 22	20 m
1.5	25.000 DWT	243 x 11	14 m
1.6	25.000 DWT	243 x 11	14 m
1.7	40.000 DWT	150 x 11	12 m
1.8	20.000 DWT	150 x 11	10 m
2	70000 DWT	240 x 30	15 m
3	30.000 DWT	170 x 30	12 m
4.1	10.000 DWT	300 x 30	6 m
4.2	10.000 DWT	300 x 30	6 m
5	12.000 DWT	240 x 25	8 m
6	200.000 DWT	325 x 25	21 m

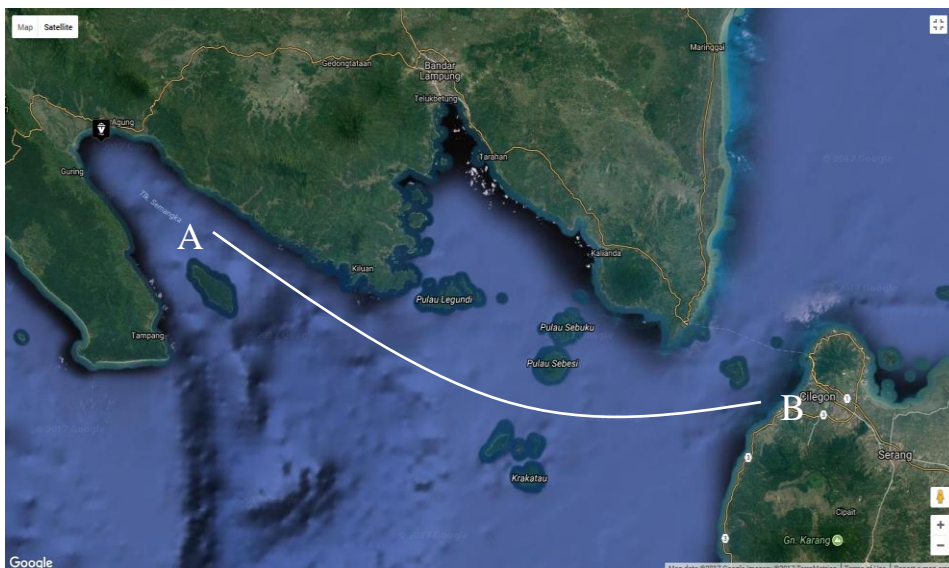
Sumber : www.cigadingpot.com

Tabel 2.2 diatas menunjukkan dermaga-dermaga yang ada di Pelabuhan Cigading beserta spesifikasinya.

Kapasitas dermaga paling besar terdapat di terminal Cigading 2 yaitu dermaga 6 yang biasa digunakan untuk membongkar muatan bahan baku produksi PT. Krakatau Posco. Sebagian besar dermaga yang dimiliki oleh Pelabuhan Cigading dioperasikan untuk melayani bongkar muat curah kering, baik untuk makanan, pakan, pupuk, hingga material untuk proses produksi. Pada tugas akhir ini, dermaga yang akan digunakan sebagai dermaga penerima kapal pengangkut LPG adalah dermaga 4.2.

a) Loading Port dan Unloading Port

Pada tugas akhir ini, LPG yang akan di distribusikan menuju Provinsi Banten adalah berbentuk curah yang berasal dari STS Teluk Semangka di Perairan Lampung. Kemudian LPG curah tersebut akan di kirimkan ke Pelabuhan Cigading yang berlokasi di Cilegon Banten. Jarak STS Teluk Semangka dengan Pelabuhan Cigading dapat dilihat pada gambar 2.7 dibawah ini.



Gambar 2.7 Jarak STS Teluk Semangka dengan Pelabuhan Cigading

Sumber : Google Earth

Gambar 2.7 diatas menunjukkan peta jarak dari STS Teluk Semangka yang ditandai dengan huruf A dengan Pelabuhan Cigading yang ditandai dengan huruf B. Dengan kecepatan rata-rata kapal 10 knots dan dengan jarak 85 nautical miles, maka pengiriman LPG yang berasal dari STS Teluk Semangka menuju Pelabuhan Cigading dapat menghabiskan waktu selama 0,3 hari atau 8 jam untuk sekali *trip*. Kemudian, kapal LPG yang dikirimkan dari STS Teluk Semangka akan di *discharge* di Dermaga 4.2 Pelabuhan Cigading Banten, yang merupakan dermaga yang akan didesain menjadi Terminal Penerima LPG. *Lay out* Dermaga 4.2 terdapat pada gambar 2.8 dibawah ini.



Gambar 2.8 Lay Out Dermaga 4 Pelabuhan Cigading
Sumber : Google Earth

Gambar 2.8 menunjukkan *Lay out* Terminal Cigading 1. Pada terminal tersebut terdapat 8 dermaga yang aktif yang sehari-harinya digunakan dalam proses bongkar muat. Gambar 2.9 dibawah ini merupakan papan informasi mengenai Dermaga 4 Pelabuhan Cigading yang akan menjadi *discharging port* kapal LPG yang berasal dari STS Teluk Semangka.



Gambar 2.9 Kapasitas Dermaga 4 Pelabuhan Cigading
Sumber : PT. Krakatau Bandar Samudera

2.7 Kapal LPG

Berdasarkan skema distribusi, LPG yang telah diolah kemudian akan ditransportasikan menuju terminal penerima dengan menggunakan kapal atau pipa. Pada tugas akhir ini, pengiriman LPG yang berasal dari STS Teluk Semangka dilakukan dengan menggunakan kapal. Maka berdasarkan hal tersebut dilakukan pemilihan kapal yang akan digunakan untuk mengangkut LPG dari *Loading Port* menuju *Discharging Port*. Kapal LPG Carrier dapat dilihat pada tabel 2.10 dibawah ini.



Gambar 2.10 Kapal Pengangkut LPG
Sumber : Marine Traffic

Gambar 2.10 diatas menunjukkan kapal pengangkut LPG yang akan mengangkut LPG yang berasal dari STS Teluk Semangka menuju Pelabuhan Cigading. Tabel 2.3 dibawah ini memperlihatkan spesifikasi dari kapal LPG yang digunakan.

Tabel 2.3 Spesifikasi Kapal LPG

Nama	Gas Sumatera
LOA	100 m
T	4 m
B	16 m
Kecepatan	Max. 12 knots / Average 10 knots
GRT	3449
DWT	4065
Capacity	2276.4 MT

Sumber : Marine Traffic

Spesifikasi dermaga yang akan digunakan sebagai dermaga penerima kapal LPG, menjadi bahan pertimbangan dalam proses pemilihan kapal, sehingga terpilih lah kapal dengan spesifikasi seperti yang tertera pada Tabel 2.3. Pada tugas akhir ini tidak mempertimbangkan proses pengerukan yang mungkin dapat dilakukan.

2.8 Perhitungan Kebutuhan LPG

Semakin meningkatnya jumlah rumah tangga Provinsi Banten seperti yang dapat dilihat dari Tabel 1.1 dan Tabel 1.2 dapat dijadikan tolok ukur permintaan LPG yang akan terus meningkat di Provinsi Banten. Mengingat, LPG tersebut merupakan LPG *Public Service Obligation* (PSO) yang digunakan untuk pemenuhan kebutuhan energi masyarakat. Berdasarkan Kementerian ESDM yang menyatakan bahwa LPG akan terus meningkat hingga tahun 2050, maka untuk dapat memenuhi kebutuhan LPG masyarakat Provinsi Banten yang terus meningkat, diperlukan adanya perhitungan jumlah kebutuhan LPG tersebut dimasa yang akan datang.

Perhitungan kebutuhan LPG dimasa yang akan datang, dapat dihitung dengan menggunakan metode *forecasting*. Forecasting atau peramalan merupakan ilmu yang mempelajari mengenai prediksi peristiwa yang akan terjadi di waktu yang akan datang. Untuk melakukan peramalan digunakan historical data untuk memproyeksikan ramalan di masa yang akan datang dengan model matematis. Pada peramalan digunakan metode tertentu sesuai dengan *historical data* atau informasi yang akan dilakukan peramalan, serta hasil apa yang ingin dicapai. Berdasarkan waktunya, peramalan dibagi menjadi tiga yaitu : (Stalony, 2011)

a) Peramalan jangka pendek

Peramalan ini digunakan untuk memproyeksikan kejadian di masa yang akan datang tetapi dalam jangka waktu yang pendek. Peramalan ini umumnya dilakukan dalam hitungan minggu. Contoh peramalannya adalah penjadwalan.

b) Peramalan jangka menengah

Peramalan ini digunakan untuk memproyeksikan kejadian di masa yang akan datang tetapi dalam jangka waktu menengah. Peramalan ini umumnya dilakukan dalam hitungan bulan. Contoh peramalannya adalah sales planing (perencanaan penjualan), perencanaan produksi dan biayanya.

c) Peramalan jangka panjang

Peramalan ini digunakan untuk memproyeksikan kejadian di masa yang akan datang dengan jangka waktu yang panjang. Peramalan ini umumnya dilakukan dalam hitungan tahun. Contoh peramalannya adalah perencanaan produk baru, pembangunan fasilitas baru, research & development.

Selain itu, peramalan berdasarkan waktu atau *time series* juga terbagi menjadi beberapa metode perhitungan. Metode tersebut dibedakan berdasarkan data yang diperoleh dan karakteristik data tersebut. Pada perhitungan peramalan kebutuhan LPG di Provinsi Banten ini digunakan metode *Time Series* yaitu *Linear Trend Projection*. Metode ini dipilih berdasarkan data historis yang ada mengenai permintaan LPG Provinsi Banten pada tahun 2009 hingga 2015. Selain itu, karakteristik dari data yang ada menunjukkan kenaikan secara terus-menerus membentuk sebuah pola, sehingga dari data masa lalu tersebut, dapat diproyeksikan menjadi perhitungan kebutuhan di masa yang akan datang. Perhitungan kebutuhan LPG Provinsi Banten dengan menggunakan metode *Linear Trend Projection* dapat dilihat pada Bab IV dan untuk detail perhitungan dapat dilihat pada lampiran.

2.9 Regulasi Mengenai Terminal Penerima LPG

NFPA 58

NFPA 58 adalah standar yang digunakan untuk LPG, standar ini meliputi proses penyimpanan dan penanganannya.

API 2510

API 2510 adalah standar yang digunakan untuk LPG, standar ini meliputi desain dan konstruksi mengenai LPG.

a) *Plant Siting and Layout*

Standar ini digunakan untuk keperluan desain, lokasi, konstruksi, operasi dan pemeliharaan pada setiap lokasi pencairan gas alam, penyimpanan, penransferan, penguapan, dan transportasi. Standar ini digunakan untuk semua kontainer tangki penyimpanan LPG termasuk pada penerapan sistem isolasi. (Katili, 2016)

2.10 Perancangan Terminal Penerima LPG

2.10.1 Process Flow Diagram

Process Flow Diagram (PFD) atau diagram alir proses digunakan untuk menunjukkan hubungan antara komponen-komponen pada suatu sistem. Pada perancangan terminal penerima LPG, PFD menerangkan gambar dari aliran fluida dari suatu komponen ke komponen lainnya. Ketika perencanaan peletakan fasilitas dilakukan, maka pemahaman logis dari aliran proses harus terlebih dahulu dipahami. Berikut ini merupakan komponen-komponen penting yang harus terdapat pada PFD: (Katili, 2016)

- a) Peralatan-peralatan utama
- b) Alur pipa utama
- c) Arah aliran


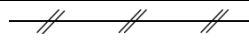
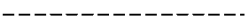
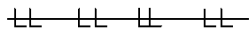
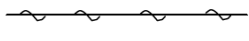
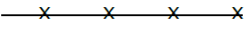
2.10.2 Piping and Instrumentation Diagram

Piping dan Instrumentation Diagram (P&ID) merupakan skema dari jalur pipa, *equipment*, instrumentasi, dan *control system* dari suatu system. P&ID menjelaskan secara detail informasi mengenai *flow process* (Diagram Alir). Komponen-komponen yang terdapat pada P&ID seperti *valve* (katup), peralatan-peralatan utama, instrumentasi, dan saluran pipa yang ditunjukkan dengan kode.

a) *Line Instrument Symbol*

Simbol ini digunakan untuk membedakan sistem perpipaan dan instrumentasi yang terdapat pada gambar P&ID. Contohnya, pada sistem instrumentasi apakah menggunakan *pneumatic*, *electric*, atau *hydraulic*. Tabel 2.4 dibawah ini merupakan beberapa line simbol yang terdapat pada gambar P&ID dengan menggunakan standar *Instrument Society of America (ISA Standard)*.

Tabel 2.4 *Line Instrument Symbol*





Gambar Simbol	Keterangan
	Pipa Proses (<i>Main Line</i>)
	Sinyal <i>Pneumatic</i>
	Sinyal <i>Electric</i>
	Sinyal <i>Hydraulic</i>
	Sinyal <i>Electromagnetic / Sonic</i>
	Capillary Tubing (<i>Filled System</i>)

Sumber : Instrument Society of America (ISA)

b) *Instrument Symbol*

Simbol ini digunakan sebagai penggambaran sistem instrumentasi, dan dengan bentuk tertentu yang kemudian diberikan identifikasi. Tabel 2.5 dibawah ini merupakan beberapa simbol instrumentasi dengan menggunakan *ISA Standard*.

Tabel 2.5 *Instrument Symbol*

Gambar Simbol	Keterangan
	Instrumentasi Tunggal Terpasang di Lapangan
	Instrumentasi Tunggal di Lokasi Utama yang dapat diakses operator
	Terdapat di <i>Display Monitor</i> yang digunakan untuk kontrol
	<i>Interlock Programmable Logic Controller</i>

Sumber : Instrument Society of America (ISA)

Tabel 2.4 dan 2.5 diatas menunjukkan simbol yang terdapat pada gambar P&ID. Pada tugas akhir ini, gambar P&ID akan dilakukan dengan desain konsep dari sistem yang ada seperti, sistem bongkar muat, sistem penyimpanan, dan sistem distribusi

2.11 *Safety Integrity Level*

Sistem proteksi merupakan sistem yang menjaga proses supaya tetap aman ketika dalam kondisi bahaya atau kejadian yang tidak diinginkan terdeteksi. Sistem proteksi biasa disebut sebagai *safety instrumented system (SIS)* yang terdiri dari beberapa instrumen yang dalam pekerjaannya saling menunjang antara suatu komponen dengan komponen lain. Komponen penyusun *safety instrumented system (SIS)* yaitu, *Sensing Element*, *Logic Controller*, dan *Final Element*. (Sikumbang, 2016)

Komponen pertama adalah *sensing element* yang merupakan komponen yang berfungsi untuk mengukur suatu besaran seperti tekanan, suhu, laju aliran dan *level*. Untuk menjalankan fungsi tersebut maka digunakan sensor sebagai *sensing element* yang akan mengirimkan sinyal yang diterima menuju *logic solver*. Contoh dari *sensing element* adalah *pressure switch*, *temperature switch*, dan *flow transmitter*.

Komponen kedua adalah *logic solver* yang merupakan pengendali yang berbasis logika. Dalam kegiatan memproses data, *logic solver* akan menerima sinyal yang berasal dari *sensing element*, kemudian sinyal tersebut akan di diproses sesuai dengan logika yang telah dibuat. Selanjutnya, *logic solver* akan mengirimkan sinyal menuju *final element* untuk melakukan tindakan tertentu sesuai dengan kebutuhan.

Selain *sensing element* dan *logic solver*, komponen lain yang terdapat pada SIS adalah *final element*. *Final element* dapat disebut sebagai aktuator yang berfungsi untuk melakukan eksekusi dari perintah *logic solver*. *Final element* ini merupakan komponen terakhir penyusun SIS yang akan melakukan tindakan pengamanan apabila terjadi kondisi bahaya. Contoh dari *final element* adalah katup.

Ketiga komponen diatas apabila bekerja bersama dalam suatu sistem untuk melakukan suatu fungsi yaitu fungsi pengamanan, maka dapat disebut sebagai *safety instrumented system (SIF)*.

Definisi dari *safety integrity level (SIL)* sendiri merupakan tingkat kemampuan SIF harus berhasil melakukan *risk reduction* yang disyaratkan. Besarnya nilai SIL diukur dengan parameter *probability of failure on demand (PFD)*.

Pada sistem proteksi, standar yang digunakan tidak hanya meliputi teknologi yang digunakan, tingkat redudansi, ataupun logika sistem. Ketika *risk level* yang dihadapi semakin besar maka diperlukan sistem proteksi yang lebih baik untuk mengendalikannya. Berdasarkan IEC 61508 dan IEC 61511, *safety integrity level* digolongkan ke dalam empat level yaitu SIL 1, SIL 2, SIL3, SIL 4. Menentukan SIL secara kuantitatif dapat dilakukan dengan melakukan perhitungan terhadap PFD untuk tiap-tiap SIF penyusun SIS kemudian menghitung PFD total SIF.

Tabel 2.6 SIL dan Sistem Keselamatan yang Dibutuhkan

Safety Integrity Level (SIL)	Probability Failure on Demand (PFD)	Safety Availability
4	0.0001 – 0.00001	99.99 – 99.999 %
3	0.001 – 0.0001	99.9 – 99.99 %
2	0.01 – 0.001	99 – 99.9 %
1	0.1 – 0.01	90 – 99 %

Sumber : IEC 61511

Tabel 2.6 diatas menunjukkan nilai SIL dan tingkat keselamatannya. Pada perhitungannya, SIL berhubungan dengan PFD yang dipengaruhi oleh laju kegagalan suatu *safety device* dalam menjalankan fungsinya apabila terjadi bahaya. Semakin besar laju kegagalan suatu komponen maka kemungkinan terjadinya kegagalan akan semakin besar. *Failure rate* dapat diperoleh dengan beberapa cara yaitu *historical* data atau data yang diperoleh berdasarkan hasil *maintenance* suatu perusahaan, *commercial failure rate data* atau data yang diperoleh dari *handbook* atau *database failure rate* seperti OREDA. Untuk mendapatkan nilai SIL dapat dilakukan tahap-tahap pengerjaan sebagai berikut :

2.11.1 Data Kegagalan

Untuk menghitung nilai SIL dari suatu desain diperlukan data kejadian kegagalan yang sudah pernah terjadi sebelumnya. Data tersebut didapat dari data divisi perawatan atau *maintenance historis* dari suatu komponen. Namun, jika adanya keterbatasan data mengenai hal tersebut, data kegagalan suatu komponen (*equipment*), SIS, dan SIF yang dapat berasal dari suatu database seperti OREDA dan CCPS. Namun, *Safety Integrity Level (SIL)* dapat ditentukan dengan menghitung probabilitas suatu kegagalan yang akan terjadi dengan menggunakan persamaan : (Prakoso, 2016)

$$\lambda = 1 / \text{MTTF} \quad (2.1)$$

Dimana :







λ = *failure rate* (laju kegagalan)

MTTF = Mean Time to Failure

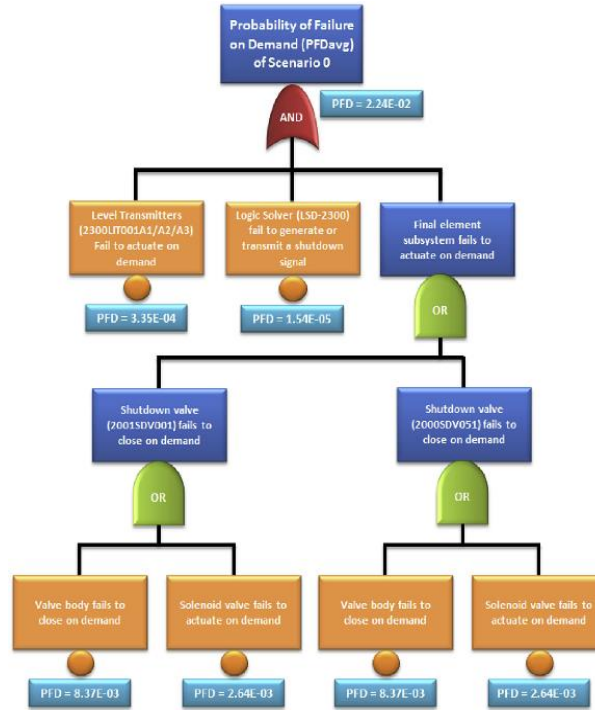
2.11.2 Fault Tree Analysis

FTA merupakan metode analisis kegagalan dengan menjabarkan keadaan suatu sistem yang dianalisa menggunakan logika boolean untuk mengkombinasikan dengan deretan keadaan lain. Masalah utama berupa *top event* berada di ujung sebagai keadaan utama serta didukung oleh keadaan yang lain yang mendukung keadaan utama. Dengan FTA ini dapat ditinjau bagaimana sistem bisa mengalami kegagalan. (Prakoso, 2016). Pada *Fault Tree Analysis* terdapat beberapa simbol-simbol dasar yang digunakan, seperti jenis kejadian, gerbang logika, dan *transfer* simbol. Tabel 2.7 dibawah ini merupakan simbol-simbol yang terdapat pada FTA.

Tabel 2.7 Simbol FTA

Gambar Simbol	Keterangan
	<i>Top Event</i>
	<i>Undeveloped Event</i>
	<i>Basic Event</i>
	<i>OR Gate</i>
	<i>AND Gate</i>
	<i>Transfer Gate</i>

Fault Tree menggunakan beberapa *logical gates* untuk menghubungkan satu kejadian pada sistem dengan kejadian lainnya. kondisi kegagalan yang sering disebut sebagai *top event*, secara bertahap diturunkan menjadi kejadian-kejadian dibawahnya secara bertahap dengan menggunakan *logical gates* hingga penyebab dasar kegagalan (*basic event*) ditemukan. Oleh karena itu metode ini dikategorikan sebagai *top-down approach*. (Artana, 2013).



Gambar 2.11 Fault Tree Analysis

Sumber : Jurnal *Cost Effective alternative in meeting the required Safety Integrity Level* (Satur, et al., 2016)

Gambar 2.11 diatas menunjukkan contoh FTA. Pada metode tersebut masalah yang terjadi akan diturunkan menjadi permasalahan dibawahnya, sehingga dapat diketahui apa penyebab mendasar terjadinya masalah tersebut.

2.11.3 Pergitungan PFD dan Penentuan SIL

Probability of Failure on Demand merupakan probabilitas suatu komponen keselamatan (*safety device*) gagal dalam menjalankan fungsi yang seharusnya. Rumus PFD dapat dilihat pada persamaan dibawah ini : (Aditya, 2012)

$$PFD_{1001} = \lambda^{DU} \times \frac{TI}{2} \quad (2.2)$$

$$PFD_{1002} = \frac{\left[\left(\lambda^{DU} \right)^2 \times TI^2 \right]}{3} \quad (2.3)$$

$$PFD_{1003} = \frac{\left[\left(\lambda^{DU} \right)^3 \times TI^3 \right]}{4} \quad (2.4)$$

$$PFD_{2002} = \lambda^{DU} \times TI \quad (2.5)$$

$$PFD_{2003} = \left(\lambda^{DU} \right)^2 \times TI^2 \quad (2.6)$$

$$PFD_{2004} = (\lambda^{DU})^3 \times TI^3 \quad (2.7)$$

Dimana :

PFD_{MooN} = *Probability Failure on Demand Average*

λ^{DU} = *Laju kegagalan (failure rate)*

TI = *Interval time / test function (hour)*

$$PFD_{sys} = PFD_s + PFD_l + PFD_{fe} \quad (2.8)$$

Dimana :

PFD_{sys} = PFD rata-rata dari fungsi pengamanan *safety related system*

PFD_s = PFD dari sensor subsistem

PFD_l = PFD dari logic sistem

PFD_{fe} = PFD dari final element subsistem

Penomoran *Safety Instrumented Function* adalah :

1oo1 artinya *one out of one*, terdapat 1 keluaran dari 1 SIF.

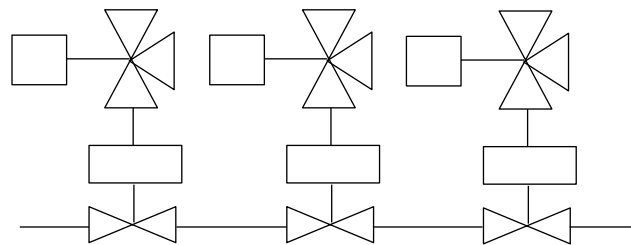
1oo2 artinya *one out of two*, terdapat 1 keluaran dari 2 SIF.

1oo3 artinya *one out of three*, terdapat 1 keluaran dari 3 SIF.

2oo2 artinya *two out of two*, terdapat 2 keluaran dari 2 SIF.

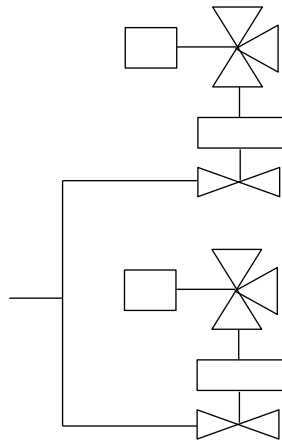
2oo3 artinya *two out of three*, terdapat 2 keluaran dari 3 SIF.

2oo4 artinya *two out of four*, terdapat 2 keluaran dari 4 SIF.



Gambar 2.12 Contoh 1oo3
Sumber : miraclesphysics

Gambar 2.12 diatas menunjukkan contoh konfigurasi dari suatu SIS. Konfigurasi 1oo3 memiliki makna *one out of three* yang merupakan konfigurasi yang terdapat 1 keluaran dari 3 SIF. Hal tersebut dapat diartikan bahwa terdapat 3 SIF yang menjalankan fungsi yang sama, ada yang berupa komponen utama dan ada pula yang sebagai *redundant*. Berdasarkan persamaan-persamaan diatas, dapat dihitung bahwa semakin banyak komponen cadangan maka sistem tersebut akan semakin aman.



Gambar 2.13 Contoh 2oo2
Sumber : miraclesphysics

Gambar 2.13 diatas menunjukkan contoh konfigurasi dari suatu SIS. Konfigurasi 2oo2 memiliki makna *two out of two* yang merupakan konfigurasi yang terdapat 2 keluaran dari 2 SIF. Hal tersebut dapat diartikan bahwa komponen tersebut bekerja secara paralel, dengan memiliki dua masukan dan dua keluaran. Untuk dapat menghitung nilai SIL perlu dilakukan perhitungan nilai PFD. Setelah itu, nilai PFD dari tiap subsistem kemudian dapat menentukan nilai SIL merujuk pada tabel 2.8 dibawah ini :

Tabel 2.8 Kategori SIL

SIL	PFD
1	$10^{-2} \leq \text{PFD} < 10^{-1}$
2	$10^{-3} \leq \text{PFD} < 10^{-2}$
3	$10^{-4} \leq \text{PFD} < 10^{-3}$
4	$10^{-5} \leq \text{PFD} < 10^{-4}$

Sumber : IEC 62511

2.12 Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG

Perhitungan ke-ekonomian pada penelitian ini meliputi seluruh biaya investasi yang diperlukan dalam memasang seluruh fasilitas tambahan yang dibutuhkan dalam pembangunan terminal penerima LPG.

2.12.1 Capital Expenditure

Capital Expenditure (CAPEX) merupakan semua biaya yang dikeluarkan untuk melakukan investasi awal yang menyangkut mengenai alokasi dana yang direncanakan untuk melakukan pembelian atau penggantian segala sesuatu yang termasuk dalam aset perusahaan. (Pujawan, 2009)

2.12.1 Operational Expenditure

Operational Expenditure (OPEX) merupakan semua biaya yang dikeluarkan untuk melakukan operasional pada jangka waktu tertentu.

2.12.3 Revenue

Merupakan pemasukan yang didapatkan untuk setiap operasional. Pada tugas akhir ini *revenue* didapatkan dari jumlah jasa pelabuhan dan jasa *handling* LPG sampai menuju truk.

2.12.4 Depresiasi

Merupakan penurunan nilai suatu properti karena fungsi waktu dan pemakaian. Depresiasi ini termasuk ke dalam pengeluaran sebelum pajak. Aset yang terkena nilai depresiasi adalah aset yang menghasilkan pemasukan, mempunyai nilai ekonomis, mempunyai nilai ekonomis lebih dari satu tahun, dan nilai penggunaan dari aset menurun karena sebab alamiah. (Pujawan, 2009). Depresiasi dihitung dengan asumsi nilai suatu aset berkurang secara linier terhadap waktu atau umur dari aset tersebut dinyatakan dalam rumus :

$$Dt = \frac{P - S}{N} \quad (2.9)$$

Dimana,

Dt = Besar depresiasi pada tahun ke-t
P = Nilai Awal aset
S = Nilai Akhir aset
N = Waktu pengoperasian aset (dalam tahun)

2.12.5 Aliran Kas Sebelum Pajak

Merupakan nilai yang didapatkan dari pemasukan awal (*revenue*) dikurangi biaya operasional.

2.12.6 Nilai Pajak

Merupakan besaran nominal yang harus dibayar untuk pemasukan negara. Peraturan ini terdapat pada PP No. 43 tahun 2013 tentang pajak penghasilan dari suatu badan usaha. Besarnya pajak ditentukan dari nilai yang dikenakan pajak. Dapat dihitung dengan :

$$\text{Pajak} = (\text{Revenue} - \text{Operational Cost} - \text{Depreciation}) \times 25\% \quad (2.10)$$

2.12.7 Nilai Kas Setelah Pajak

Merupakan pemasukan setelah melakukan pembayaran pajak (Penghasilan bersih). Nilai tersebut dapat dihitung dengan :

$$\text{ATCF} = \text{BTCF} - \text{Pajak} \quad (2.11)$$

Dimana,

ATCF = *After Tax Cash Flow*

BTCF = *Before Tax Cashflow*

2.12.8 Faktor Diskonto

Faktor diskonto digunakan untuk mengonversi nilai di masa yang akan datang menjadi masa sekarang. Dimana faktor diskonto dihitung dengan rumus:

$$DF = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (2.12)$$

Dimana,

DF= Faktor diskonto

i = suku bunga

n = perbedaan tahun

2.12.9 Payback Period

Payback period menunjukkan jumlah periode (dalam tahun) yang diperlukan untuk mengembalikan biaya investasi awal. Perhitungan dilakukan berdasarkan aliran kas baik tahunan maupun yang merupakan nilai sisa. Rumus Payback Period adalah :

$$PP = n + \frac{(a-b)}{(c-b)} \times 1 \text{ tahun} \quad (2.13)$$

Dimana :

PP : *Payback Period*

n : Tahun terakhir jumlah arus kas bernilai negatif

a : Jumlah investasi awal

b : Jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke-n

c : Jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke-(n+1)

2.12.10 Net Present Value

Net Present Value merupakan selisih antara pengeluaran dan pemasukan yang telah terdiskon. NPV merupakan arus kas yang diperkirakan pada masa yang akan datang yang didiskon kan pada saat ini. NPV merupakan *net benefit* yang telah terdiskon. (Santoso, 2016)

$$NPV = \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (2.14)$$

Dimana :

R_t = Arus Kas bersih

i = Suku bunga diskonto

t = waktu arus kas

Parameter NPV :

NPV > 0 yaitu proyek layak untuk direalisasikan

NPV < 0 proyek tidak layak untuk direalisasikan

NPV = 0 Perusahaan tidak mengalami kerugian dan tidak mendapatkan keuntungan

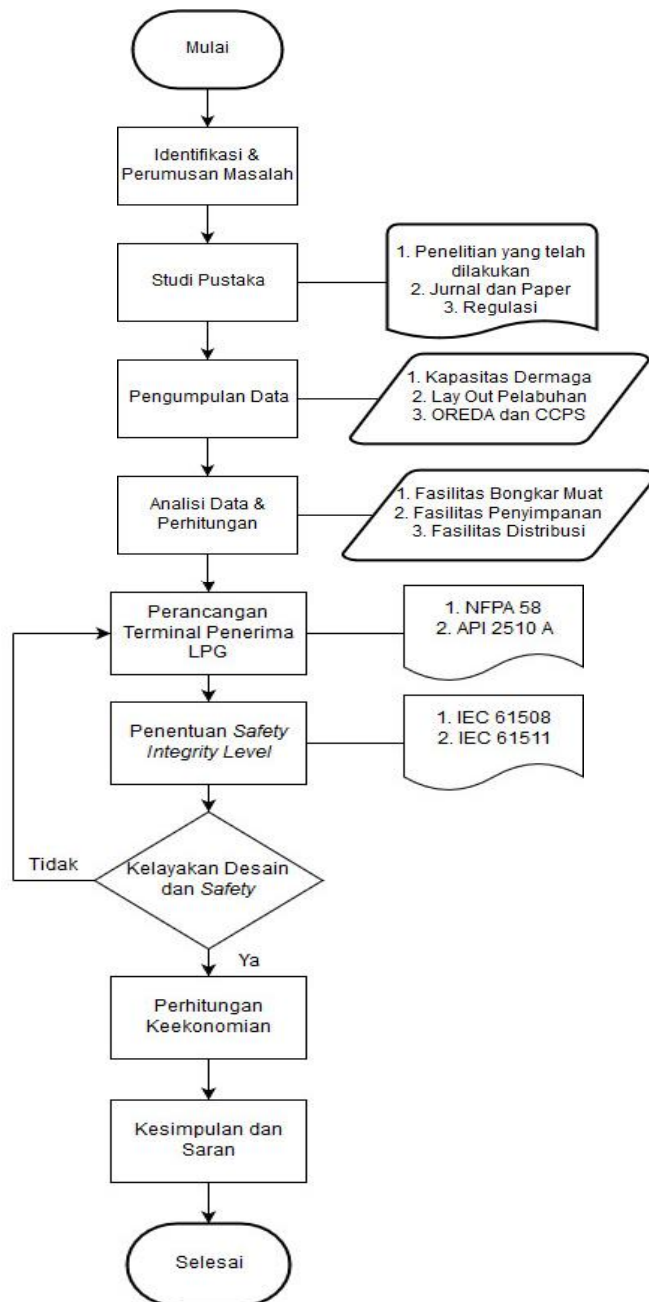
2.12.11 Internal Rate of Return

Adalah kriteria evaluasi proyek dengan maksud mencari tingkat diskonto, yang mana akan menghasilkan $NPV = 0$. Nilai tersebut berarti proyek pulang pokok. Untuk mendapatkan $NPV > 0$. Semakin tinggi nilai IRR akan semakin baik.

Jika IRR lebih besar dari tingkat diskonto maka proyek dapat direalisasikan. Jika IRR lebih kecil dari tingkat diskonto maka proyek tidak dapat direalisasikan. (Asnawi & Wijaya, 2018)

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB III METODE PENELITIAN



Gambar 3.1 Metodologi Penelitian

Dalam penyusunan tugas akhir ini, bab metodologi penelitian diperlukan sebagai acuan tahapan-tahapan pengerjaan tugas akhir agar lebih terstruktur. Adapun tahapan-tahapan metode penelitian tersebut adalah sebagai berikut :

3.1 Identifikasi dan Perumusan Masalah

Perumusan masalah merupakan tahap awal dalam proses penyusunan tugas akhir. Pada tahap inilah perlu dilakukan identifikasi mengapa suatu permasalahan dapat terjadi, kemudian apa solusi yang mungkin dilakukan untuk menyelesaikan permasalahan tersebut. Hal ini dapat dijadikan pertimbangan apakah permasalahan tersebut layak atau tidak untuk diselesaikan melalui tugas akhir. Identifikasi masalah tersebut dapat dilakukan dengan cara observasi dan penggalian informasi. Pada tahap ini pula, tujuan mengapa tugas akhir ini disusun dapat diketahui. Dalam tugas akhir ini, permasalahan yang akan dibahas adalah mengenai desain konsep terminal penerima LPG yang berada di Pelabuhan Cigading Banten, perhitungan nilai SIL untuk desain konsep tersebut, dan perhitungan nilai keekonomian dalam perencanaan pembangunan terminal penerima LPG tersebut.

3.2 Studi Pustaka

Setelah suatu permasalahan sudah diketahui, maka tahapan selanjutnya dapat dilakukan studi pustaka. Pada tahap ini dilakukan pembelajaran mengenai teori-teori yang akan dibahas pada tugas akhir ini. Pembelajaran tersebut didapatkan dari referensi yang berupa buku, paper, jurnal, dan lain-lain selama hal tersebut mendukung bahasan dari tugas akhir. Dalam penyusunan tugas akhir ini digunakan beberapa standar sebagai acuan yaitu NFPA 58 dan API 2510A yang berhubungan dengan desain konsep terminal, dan IEC 61511 yang berhubungan dengan perhitungan nilai SIL. Kemudian adapula software yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah *Autocad* dan *Autocad P&ID* yang digunakan untuk mendesain terminal LPG.

3.3 Pengumpulan Data

Setelah mempelajari teori-teori yang berkaitan dengan permasalahan yang akan dibahas, kemudian langkah selanjutnya yang harus dilakukan untuk dapat menyelesaikan tugas akhir ini adalah pengumpulan data. Data pendukung ini harus disesuaikan dengan permasalahan yang akan dipecahkan, dan metode yang digunakan. Kemudian, data tersebut dapat dikumpulkan untuk dilakukan analisa lebih lanjut. Data-data yang dibutuhkan dalam penyusunan tugas akhir ini antara lain adalah :

- a) *Layout* Pelabuhan Cigading Banten
- b) *Layout* Dermaga-dermaga Pelabuhan Cigading Banten
- c) Jumlah kebutuhan LPG Provinsi Banten
- d) Biaya jasa Pelabuhan Cigading Banten
- e) Data *failure rate*

3.4 Analisis Data dan Perhitungan

Setelah data pendukung didapatkan, kemudian selanjutnya dilakukan analisa dan perhitungan dari data-data tersebut. Langkah berikutnya adalah melakukan desain awal terminal penerima LPG, dilanjutkan dengan menentukan nilai SIL untuk *safety device* desain tersebut sekaligus perhitungannya.

Kemudian, dilakukan perhitungan keekonomian apakah pembangunan terminal penerima LPG ini layak untuk dijalankan atau tidak berdasarkan parameter-parameter keekonomian yang digunakan.

3.5 Perancangan Terminal Penerima LPG

Pada tahap ini akan dilakukan perancangan awal konsep terminal penerima LPG. Sebelum melakukan perancangan awal akan dilakukan perhitungan terlebih dahulu terkait *equipment* apa saja yang diperlukan dalam proses perancangan awal ini. Perhitungan tersebut meliputi perhitungan diameter pipa, kapasitas pompa distribusi, jumlah stasiun distribusi, dan kapasitas tangki penyimpanan sementara. Sebelum melakukan proses perhitungan kapasitas tangki penyimpanan, terlebih dahulu dilakukan perhitungan kebutuhan LPG Provinsi Banten. Perhitungan tersebut dilakukan dengan menggunakan metode *forecasting* untuk dapat mengetahui jumlah kebutuhan LPG beberapa tahun kedepan. Selain itu akan dipilih Kapal LPG yang akan mengirimkan LPG menuju Pelabuhan Cigading, pemilihan tersebut dilakukan dengan pertimbangan jumlah kapasitas LPG dan ukuran kapal yang disesuaikan dengan kapasitas dermaga yang tersedia.

3.6 Safety Integrity Level

Tahap penilaian *Safety Integrity Level* dilakukan setelah adanya perhitungan dan perencanaan awal terminal penerima LPG. Tahap awal penilaian SIL ini adalah dengan menentukan target SIL terlebih dahulu. Penentuan nilai target SIL ini dilakukan dengan menggunakan *Risk Graph* sesuai dengan parameter-parameter tertentu. Setelah mendapatkan nilai target SIL, kemudian dilakukan perhitungan nilai SIL dengan menggunakan *Fault Tree Analysis* untuk *safety device* yang akan dipasang di perencanaan awal terminal penerima LPG.

3.7 Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG

Perhitungan keekonomian pada tugas akhir ini dilihat dari sudut pandang terminal penerima LPG. Pada tahap ini akan dilakukan perhitungan kelayakan investasi terminal penerima LPG dengan menghitung *Capital Expenditure* (CAPEX), *Operational Expenditure* (OPEX), NPV, IRR dan *Payback Period*. Untuk mendukung perhitungan tersebut akan dilakukan pula perhitungan depresiasi, nilai pajak, dan arus kas dari investasi terminal penerima LPG. Kemudian, setelah melakukan perhitungan tersebut dilakukan pula perhitungan sensitivitas dengan melakukan penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 0%, 5%, 10%, 20%, dan 30%.

3.8 Kesimpulan dan Saran

Pada akhir penyusunan tugas akhir ini akan ditarik suatu kesimpulan dari seluruh proses yang telah dilakukan. Kesimpulan yang dihasilkan ini merupakan penyelesaian dari permasalahan yang dibahas pada tugas akhir ini. Selain itu, pada akhir penyusunan tugas akhir ini akan diberikan beberapa saran terkait proses dan hasil dari tugas akhir ini. Saran tersebut diharapkan dapat menjadi pertimbangan dan acuan dalam proses pengembangan bidang yang sama, serta dapat menjadi solusi bagi permasalahan yang sama.

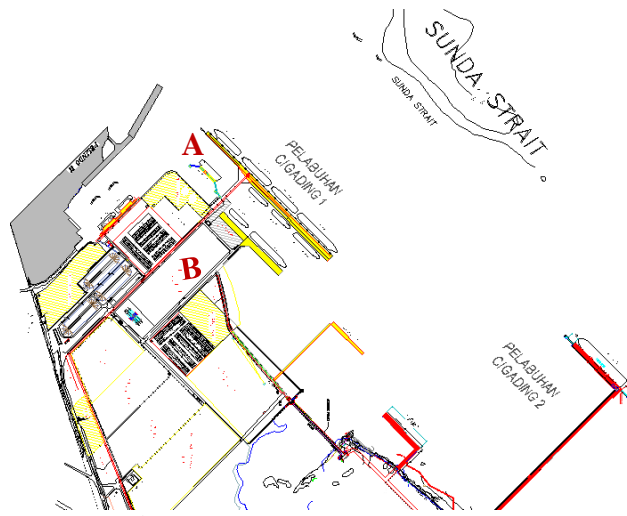
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV

TERMINAL PENERIMA LPG

4.1 Lay Out Perencanaan Dermaga 4 Pelabuhan Cigading

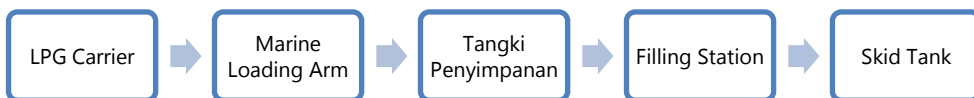
Seperti yang telah dibahas pada Bab II mengenai Dermaga 4 Pelabuhan Cigading, yaitu merupakan dermaga yang akan direncanakan sebagai terminal penerima *Liquified Petroleum Gas*. Tahap awal sebelum dilakukan perhitungan dan perancangan tiap-tiap fasilitas yang dibutuhkan adalah membuat *lay-Out* perencanaan terminal penerima tersebut, seperti yang dapat dilihat pada Gambar 4.1 dibawah ini.



Gambar 4.1 Lay Out Perencanaan Dermaga 4
Sumber : PT. Krakatau Bandar Samudera

Pada gambar 4.1 bagian yang diberi nama A merupakan perencanaan dermaga yang akan digunakan sebagai dermaga tempat kapal LPG bersandar, sekaligus sebagai tempat peletakan fasilitas bongkar muat LPG dari kapal menuju terminal penerima. LPG kemudian dialirkan menuju fasilitas penyimpanan sementara. Kemudian, sebelum ditransportasikan menuju SPPBE, LPG yang berasal dari tangki penyimpanan sementara akan dialirkan menuju fasilitas distribusi berupa stasiun pengisian LPG untuk memindahkan LPG tersebut menuju truk agar lebih mudah ditransportasikan. Perencanaan peletakan fasilitas sistem penyimpanan dan stasiun pengisian diberi nama B pada gambar.

Flow chart Terminal Penerima LPG Pelabuhan Cigading adalah sebagai berikut :



Gambar 4.2 Flow Chart Terminal LPG

Gambar 4.2 diatas menunjukkan *flow chart* dari terminal penerima LPG di Pelabuhan Cigading. Setelah kapal melakukan penambatan dan siap untuk di-*discharge*, maka LPG akan dipindahkan dari kapal menuju tangki penyimpanan dengan menggunakan *Marine Loading Arm*. Setelah diinjeksi dengan *mercaptan*, maka LPG akan dialirkan menuju tangki penyimpanan. Untuk mempermudah proses distribusi LPG, maka digunakan truk skid tank. Proses pemindahan LPG dari tangki penyimpanan menuju truk dilakukan di *filling station*, dan menggunakan pompa yang berada di *pump house*.

4.2 Sistem Bongkar Muat LPG

Sistem bongkar muat LPG merupakan sistem yang digunakan untuk memindahkan *Liquified Petroleum Gas* yang berasal dari kapal menuju terminal penerima. Pemindahan LPG tersebut dibantu oleh *Marine Loading Arm* (MLA) yang akan menghubungkan pipa penerima dengan manifold kapal. Pada sistem bongkar muat fase dari LPG dijaga tetap berada pada fase *liquid*. Pemindahan LPG yang berasal dari kapal menuju terminal penerima dilakukan dengan menggunakan pompa yang dimiliki oleh kapal. Komponen-komponen yang ada pada sistem bongkar muat ini terdiri dari MLA, Pipa utama, *metering package* dan *safety device*.

4.2.1 Marine Loading Arm

Pada Marine Loading Arm perlu diperhatikan mengenai adanya *safety device* seperti *Emergency Release System* (ERS). Pada sistem ERS ini terdapat instrumentasi untuk memonitor proses bongkar muat seperti, alarm dan *control system*. Sistem ERS bekerja berhubungan dengan sistem *Emergency Shut Down* (ESD) yang berada di terminal LPG. Jika pada kondisi berbahaya ESD akan menginisiasi *shut-down* dari proses transfer LPG.



Gambar 4.3 Marine Loading Arm
Sumber : www.woodfieldsystem.com

Gambar 4.3 menunjukkan *Marine Loading Arm* yang digunakan pada proses transfer LPG dari kapal menuju terminal penerima untuk kemudian dialirkan menuju tangki penyimpanan. *Marine Loading Arm* ini memiliki spesifikasi sebagai berikut :

- Size = diameter 6" to 16"
- Pressure = up to 300lbs
- Temperatur = -196° C to +200° C
- Max Flow rate = 330 MT/hr
- Op. Press = 7-14 BarG
- Op. Temp = 5-30° C
- VR Max Flow = 8 MT/hr

4.2.2 Metering dan Odorizer

Sebelum LPG masuk ke dalam tangki penyimpanan, dilakukan metering terlebih dahulu. Pada metering akan diukur laju aliran, tekanan, dan suhu dari LPG yang mengalir pada pipa menuju tangki penyimpanan. Selain dilakukan monitoring, pada lingkup metering ini terdapat pula *mercaptan injector* yang berfungsi sebagai pemberi aroma pada LPG. Fungsi dari pemberian aroma tersebut adalah untuk mempermudah pendeteksian kebocoran LPG oleh manusia. Penginjeksian *mercaptan* ini dilakukan berdasarkan SK Dirjen Migas No. 26525.K/10/DJM.T/2009 Tanggal 31 Desember 2009 seperti yang terdapat pada tabel 4.1 dibawah ini yang mengatur mengenai perbandingan pemberian *mercaptan* yaitu 50 ml/1000 AG.

Tabel 4.1 Spesifikasi LPG Campuran

Properties	Metode Uji	LPG Mix
Berat Jenis Relatif pada 60/60 ⁰ F	ASTMD - 1657	Dilaporkan
Tekanan Uap pada 100 ⁰ F, psig	ASTMD - 1267	Max. 145
Weathering Test pada 36 ⁰ F, % vol	ASTMD - 1837	Min. 95
Korosi Bilah Tembaga, 1 hr pada 100 ⁰ F	ASTMD - 1838	Max. No. 1
Total Sulfur, grains/100cuft	ASTMD - 2784	Max. 15
Kandungan Air	Visual	No free water
Komposisi :		
C ₂ , % vol	ASTMD - 2163	Max. 0,8
C ₃ , % vol		Min. 97
C ₄ , % vol		
C ₅ , % vol		Max. 2,0
C ₆ , % vol		
Etil/Butil Merkaptan, ml/1000 AG	-	50

Sumber : SK Dirjen MIGAS

Tabel 4.1 diatas menunjukkan spesifikasi LPG yang merupakan LPG campuran dari propana dan butana. Dapat dilihat dari tabel tersebut bahwa komposisi dari LPG campuran terdiri dari minimal 97% campuran propana dan butana, 8% etana, dan maksimal 2% campuran pentana dan heksana.

Tabel 4.2 Spesifikasi LPG Propana

Properties	Metode Uji	LPG Propana
Berat Jenis Relatif pada 60/60 ⁰ F	ASTMD - 1657	Dilaporkan
Tekanan Uap pada 100 ⁰ F, psig	ASTMD - 1267	Max. 210
Weathering Test pada 36 ⁰ F, % vol	ASTMD - 1837	Min. 95
Korosi Bilah Tembaga, 1 hr pada 100 ⁰ F	ASTMD - 1838	Max. No. 1
Total Sulfur, grains/100cuft	ASTMD - 2784	Max. 15
Kandungan Air	Visual	-
Komposisi :		
C ₂ , % vol	ASTMD - 2163	-
C ₃ , % vol		Min. 95
C ₄ , % vol		Max. 2,5
C ₅ , % vol		
C ₆ , % vol		
Etil/Butil Merkaptan, ml/1000 AG	-	50

Sumber : SK Dirjen MIGAS

Tabel 4.2 diatas menunjukkan spesifikasi LPG yang merupakan LPG propana. Dapat dilihat dari tabel tersebut bahwa komposisi dari LPG propana terdiri dari minimal 95% propana dan maksimal 2,5% campuran butana, pentana, dan heksana.

Tabel 4.3 Spesifikasi LPG Butana

Properties	Metode Uji	LPG Butana
Berat Jenis Relatif pada 60/60 ⁰ F	ASTMD - 1657	Dilaporkan
Tekanan Uap pada 100 ⁰ F, psig	ASTMD - 1267	Max. 70
Weathering Test pada 36 ⁰ F, % vol	ASTMD - 1837	Min. 95
Korosi Bilah Tembaga, 1 hr pada 100 ⁰ F	ASTMD - 1838	Max. No. 1
Total Sulfur, grains/100cuft	ASTMD - 2784	Max. 15
Kandungan Air	Visual	-
Komposisi :		
C ₂ , % vol	ASTMD - 2163	-
C ₃ , % vol		-
C ₄ , % vol		Min. 97,5
C ₅ , % vol		Max. 2,5
C ₆ , % vol		Nil
Etil/Butil Merkaptan, ml/1000 AG	-	50

Sumber : SK Dirjen MIGAS

Tabel 4.3 diatas menunjukkan spesifikasi LPG yang merupakan LPG butana. Dapat dilihat dari tabel tersebut bahwa komposisi dari LPG butana terdiri dari minimal 97,5% butana dan maksimal 2,5% pentana.

4.2.3 Perhitungan Pipa Utama

Perhitungan diameter pipa utama LPG dapat dihitung menggunakan rumus :

$$\begin{aligned} Q &= A \times v \\ A &= Q/v \\ 1/4 \pi d^2 &= Q/v \\ d^2 &= 4Q / v \pi \\ d &= \sqrt{\frac{4 Q}{v \pi}} \end{aligned} \quad (4.1)$$

Keterangan :

Q	= Kapasitas (m ³ / jam)
A	= Luas Penampang Pipa (m ²)
v	= Kecepatan aliran
d	= Diameter (m)
π	= Phi (3,14)

Berdasarkan API 2510 Tahun 2001 menyatakan “*pipes made from materials not subject to brittle-failure, such as stainless steel, shall have the following minimum wall thicknesses : NPS ¾ or less-Schedule 80S, NPS 1, 1 ½, or 2 – Schedule 40S, NPS larger than 2 – Schedule 10S.*” Hasil perhitungan diameter pipa menggunakan rumus diatas diketahui pipa dengan diameter dalam adalah 230 mm. Berdasarkan ANSI B 36.19 maka pipa yang digunakan adalah *stainless steel* dengan diameter 10 inch. Hasil ini telah memenuhi ketentuan yang terdapat pada API 2510.

4.2.4 Vapour Return

Vapour return merupakan pipa yang digunakan untuk menghubungkan antara tangki yang berada di kapal dan tangki darat. Pipa tersebut merupakan jalur bagi *vapour*. Pipa ini digunakan baik pada saat *loading* maupun *discharge* LPG. Pada kapal, *vapour* ini dapat terjadi pada waktu pengiriman, namun jumlah yang terbentuk dipengaruhi oleh suhu di sekitarnya dan jumlah dari LPG. Pada kapal *boil-off gas rate* adalah 0,15% dari kapasitas muatan per hari. (J.W Moon, 2007). Berdasarkan LGHP *equipment and instrumentation*, adanya fasilitas *vapour return* pada terminal pengiriman ataupun terminal penerima yang menghubungkan antara kapal dan terminal, juga bergantung pada beberapa faktor misalnya, tekanan, temperature, dan jarak antara jetty dan tangki penyimpanan.

Dikarenakan LPG berfasa *liquid* dan memungkinkan terjadinya ekspansi, maka pada proses penyimpanan diberikan ruang 80%-85% dari jumlah volume. (Shagir, 2018). Dalam proses bongkar muat dan pemindahan LPG dari kapal menuju tangki diperlukan adanya pipa *vapour return*, dan diasumsikan *vapour* yang terbentuk adalah jumlah dari sisa volume yaitu 20%. Sehingga perhitungan pipa *vapour* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (4.1) dengan menggunakan regulasi API 2510 dan didapatkan diameternya adalah 2 inci.

4.3 Sistem Penyimpanan LPG

Pada terminal penerima *Liquified Petroleum Gas*, sistem penyimpanan berfungsi sebagai tempat penyimpanan sementara LPG yang berasal dari kapal setelah selesai dilakukan proses bongkar muat sebelum dialirkan ke dalam truk untuk dilakukan proses distribusi. Selain itu, sistem penyimpanan juga berfungsi sebagai tempat memaksimalkan pencampuran antara LPG dengan *mercaptan*. Sebelum dialirkan ke dalam tangki penyimpanan, LPG telah diinjeksikan *mercaptan* terlebih dahulu. Penginjeksian *mercaptan* berfungsi untuk memberikan aroma pada LPG, sehingga apabila terjadi kebocoran dapat terdeteksi lebih mudah.

Sistem penyimpanan LPG pada penelitian ini terdapat dua tangki dengan kapasitas 5000 m³ masing-masing tangki. Pada tangki tersebut, terdapat beberapa pipa yang memasukinya, antara lain pipa bongkar muat yang berasal dari kapal, pipa *intertank*, dan pipa yang berasal dari stasiun pengisian.

4.3.1 Perhitungan Tangki Penyimpanan

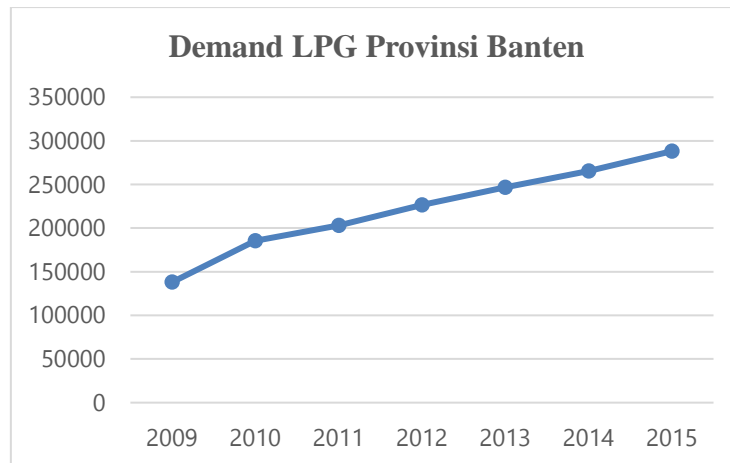
Perhitungan tangki penyimpanan LPG akan didasarkan pada kebutuhan LPG Provinsi Banten hingga 15 tahun kedepan dan jumlah muatan LPG yang diangkut oleh kapal pada waktu tertentu. Penentuan kebutuhan per hari LPG Provinsi Banten dapat dihitung dengan melakukan metode *forecasting*. Perhitungan tersebut dilakukan dengan menganalisa grafik kebutuhan Provinsi Banten pada tahun-tahun sebelumnya yang dapat dilihat pada tabel 4.4 dibawah ini.

Tabel 4.4 Permintaan LPG Provinsi Banten 2009-2015

Tahun	Demand
2009	138009
2010	185659
2011	202951
2012	226712
2013	246726
2014	265498
2015	288184

Sumber : Kementerian ESDM

Tabel 4.4 diatas memperlihatkan jumlah kebutuhan LPG per tahun Provinsi Banten dari mulai tahun 2009 hingga tahun 2015. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa setiap tahun, kebutuhan LPG Provinsi Banten selalu mengalami kenaikan. Gambar 4.6 menunjukkan grafik dari permintaan LPG Provinsi Banten pada tahun 2009 hingga 2015. Grafik tersebut juga memperlihatkan permintaan LPG setiap tahun di Provinsi Banten selalu mengalami peningkatan. Hal tersebut terjadi didasarkan pada Kebijakan Pemerintah tahun 2007 mengenai konversi bahan bakar dari minyak tanah menjadi LPG. Provinsi Banten mengalami konversi tersebut pada tahun 2009, oleh karena itu permintaan LPG terus mengalami peningkatan.



Gambar 4.6 Permintaan LPG Provinsi Banten 2009-2015
Sumber : Kementerian ESDM

Tabel 4.2 dan Gambar 4.6 memperlihatkan kenaikan jumlah permintaan LPG di Provinsi Banten setiap tahun. Untuk mendapatkan perhitungan kebutuhan perhari LPG Provinsi Banten pada tahun 2018 dilakukan perhitungan *forecasting* berdasarkan data permintaan tahun 2009 hingga 2015 seperti yang terdapat pada Tabel 4.4 dan Gambar 4.6. Metode *forecasting* yang dilakukan adalah dengan menggunakan metode perhitungan *Time Series Analysis* yaitu *Trend Linear Projection*. Menurut Kementerian ESDM, permintaan LPG akan terus bertambah hingga tahun 2050. Oleh karena itu perhitungan *forecasting* dipilih menggunakan metode *time series trend projection linear*. Hal ini diperkuat dengan karakteristik Gambar 4.6 yang menunjukkan permintaan terus mengalami kenaikan, sehingga dipilihlah metode tersebut untuk melakukan peramalan.

Tabel 4.5 Perhitungan Trend Linear Projection

Year	Time Period	LPG Demand	x^2	xy
2009	1	138009	1	138009
2010	2	185659	4	371318
2011	3	202951	9	608853
2012	4	226712	16	906848
2013	5	246726	25	1233630
2014	6	265498	36	1592988
2015	7	288184	49	2017288
Jumlah	28	1553739	140	6868934

Tabel 4.5 diatas menunjukkan tabel perhitungan *Trend Linear Projection* berdasarkan data yang terdapat pada Tabel 4.4. Nilai x yang terdapat pada tabel menunjukkan *time period*, sehingga nilai x^2 didapatkan dari *time period* kuadrat.

Nilai y pada tabel merupakan *LPG demand* per tahun, sehingga untuk mendapatkan nilai xy yaitu dengan mengalikan *time period* dengan *LPG demand*. Selanjutnya, nilai x , y , x^2 , dan xy akan digunakan untuk menghitung *trend linear projection* menggunakan persamaan dibawah ini :

Perhitungan *Trend Linear Projection* dapat dihitung dengan menggunakan rumus :

$$F_t = a + bt \quad (4.2)$$

Dimana :

F = Prediksi permintaan periode ke- t
 t = Periode
 b = Kemiringan garis (gradien)
 a = Nilai Y_t pada $t = 0$

Berdasarkan persamaan diatas, untuk melakukan perhitungan *trend linear projection* belum bisa dilakukan karena nilai a dan nilai b belum didapatkan. Kemudian, untuk mendapatkan nilai a dan b digunakan persamaan dibawah ini :

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{n} \quad (4.3)$$

Dimana :

\bar{x} = Rata-rata periode
 $\sum x$ = Jumlah periode
 n = Periode waktu

Dengan menggunakan persamaan diatas, maka nilai \bar{x} dapat dihitung berdasarkan perhitungan yang dilakukan dari tabel 4.3, yaitu :

$$\begin{aligned} \bar{x} &= \frac{\sum x}{n} \\ &= 28/7 = 4 \end{aligned}$$

Selain perhitungan rata-rata x , untuk mendapatkan nilai a dan b perlu dilakukan perhitungan nilai rata-rata y , dengan menggunakan persamaan :

$$\bar{y} = \frac{\sum y}{n} \quad (4.4)$$

Dimana :

\bar{y} = Rata-rata kebutuhan LPG
 $\sum y$ = Jumlah kebutuhan LPG
 n = Periode waktu

Dengan menggunakan persamaan (4.4) diatas, maka nilai \bar{y} dapat dihitung berdasarkan perhitungan yang dilakukan dari tabel 4.3, yaitu :

$$\begin{aligned}\bar{y} &= \frac{\sum y}{n} \\ &= 1553739 / 7 = 221962.7143\end{aligned}$$

Setelah mendapatkan nilai \bar{x} dan \bar{y} maka nilai a dan b dapat dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$b = \frac{\sum xy - n(\bar{x})(\bar{y})}{\sum x^2 - n\bar{x}^2} \quad (4.5)$$

Dimana :

- b = Kemiringan garis (gradien)
- x = Periode waktu
- y = Kebutuhan LPG
- \bar{x} = Rata-rata x
- \bar{y} = Rata-rata y

Dengan menggunakan persamaan (4.5) maka nilai b dapat dihitung dengan cara :

$$\begin{aligned}b &= \frac{\sum xy - n(\bar{x})(\bar{y})}{\sum x^2 - n\bar{x}^2} \\ b &= \frac{6868934 - (7)(4)(221962.7143)}{140 - (7)(4)^2} \\ b &= 23356.35714\end{aligned}$$

Setelah mengetahui nilai b, maka untuk mendapatkan nilai *trend projection liner* maka dibutuhkan nilai a yang dapat dihitung dengan menggunakan rumus :

$$a = \bar{y} - (b)(\bar{x}) \quad (4.6)$$

Dimana :

- a = Nilai Y_t pada $t = 0$
- \bar{x} = Rata-rata x
- \bar{y} = Rata-rata y
- b = Kemiringan garis / gradien

Dengan menggunakan persamaan (4.6) diatas maka nilai a dapat dihitung dengan cara :

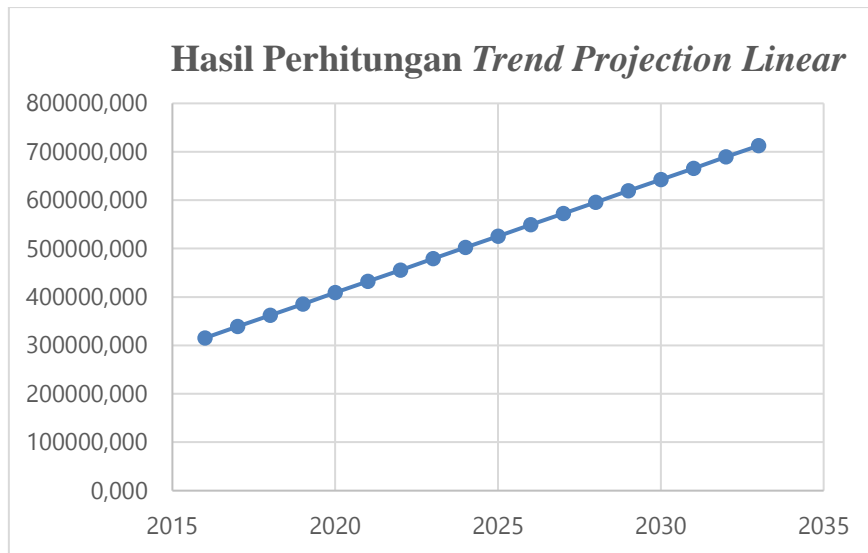
$$\begin{aligned}
 a &= \bar{y} - (b)(\bar{x}) \\
 a &= 221962.7143 - (23356.35714)(4) \\
 &= 128537.2853
 \end{aligned}$$

Setelah mendapatkan nilai a dan b, kemudian dapat dilakukan perhitungan *trend projecting linear* sesuai persamaan (4.2) yang hasil rangkuman perhitungannya dapat dilihat pada tabel 4.4 dibawah ini.

Tabel 4.6 Hasil Perhitungan *Linear Projection*

Tahun	Demand
2016	315388,143
2017	338744,500
2018	362100,857
2019	385457,214
2020	408813,571
2021	432169,929
2022	455526,286
2023	478882,643
2024	502239,000
2025	525595,357
2026	548951,714
2027	572308,071
2028	595664,429
2029	619020,786
2030	642377,143
2031	665733,500
2032	689089,857
2033	712446,214

Tabel 4.6 menunjukkan hasil perhitungan *forecasting* dengan menggunakan metode *Time Series Trend Projection Linear*. Perhitungan ini dilakukan dengan asumsi waktu operasional terminal penerima LPG akan beroperasi 10 tahun hingga 15 tahun, sehingga sampai waktu operasional ini habis, tidak perlu melakukan *upgrade* fasilitas penyimpanan dengan menambah kapasitas tangki, karena jumlah permintaan LPG setiap tahun akan selalu mengalami kenaikan.



Gambar 4.7 Grafik Hasil Perhitungan *Linear Projection*

Gambar 4.7 menunjukkan grafik hasil perhitungan yang dilakukan pada tabel 4.4 yang merupakan perhitungan *trend projection linear* yang dihitung dari tahun 2016 hingga 2033. Setelah mengetahui jumlah kebutuhan LPG per tahun, maka untuk mendapatkan jumlah kebutuhan LPG per hari dapat dihitung dengan :

$$\begin{aligned}\text{Kebutuhan pada 2018} &= 362100,857 / 365 \\ &= 992.06 \text{ MT /hari}\end{aligned}$$

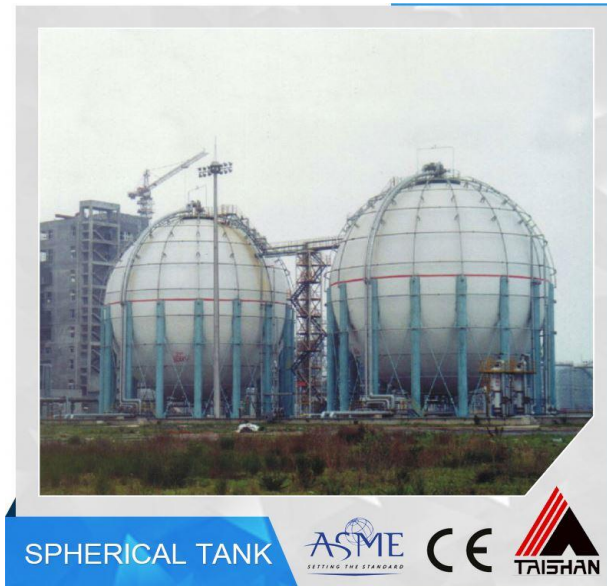
$$\begin{aligned}\text{Kebutuhan pada 2028} &= 595664.4281 / 365 \\ &= 1631.95 \text{ MT /hari}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Kebutuhan pada 2033} &= 712446,214 / 365 \\ &= 1951.9 \text{ MT /hari}\end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan tersebut, maka pada operasional terminal LPG kapal akan selalu datang membawa LPG setiap beberapa waktu sekali. Waktu untuk melakukan satu *trip* adalah 8 jam, maka waktu untuk *round-trip* adalah 16 jam. Waktu bongkat muat diasumsikan berlangsung selama 8 jam, berarti waktu untuk kegiatan *loading-unloading* adalah selama 16 jam. Kemudian, pemberian waktu jeda selama satu hari. Jika *safety stock* diasumsikan selama dua hari, maka perhitungan waktu kapal dengan menggunakan kebutuhan maksimum, yaitu pada tahun 2033 dapat dihitung dengan :

$$\begin{aligned}\text{Waktu} &= (16 + 16 + 24 + 48) \\ &= 104 \text{ jam} = 4.3 \text{ hari} = 5 \text{ hari}\end{aligned}$$

Penentuan kapasitas tangki penyimpanan didasarkan pada kebutuhan perhari pada tahun 2033 yaitu sebesar 1951,9 MT, dan *Safety stock* diasumsikan selama 2 hari untuk menghindari apabila terjadi kondisi yang tidak diinginkan terjadi, maka tangki penyimpanan dapat dihitung sejumlah $1951,9 \times (5) = 9.760 \text{ m}^3$.



Gambar 4.8 Tangki Penyimpanan LPG
Sumber : Alibaba, Taishan Group Ltd

Gambar 4.8 menunjukkan tangki penyimpanan LPG yang akan dipasang di terminal penerima LPG. Spesifikasi dari tangki penyimpanan tersebut adalah :

- Manufacturer = Taishan Group Co, Ltd
- Max Weight = 600 Ton
- Kapasitas = 2 x 5000 m³
- Max. Pressure = 2.5 Mpa
- Max. Diameter = 27 m

Untuk peletakan tangki penyimpanan, sesuai dengan regulasi API 2510 tahun 2001 *chapter 5.1.2.2* menyebutkan bahwa “*between two spheres, between two vertical vessel, or between sphere and a vertical vessel, 5 ft or half of the diameter of the larger vessel, whichever is greater*” maka jarak peletakan antara tangki penyimpanan adalah 0,5 x maksimum diameter tangki yaitu 27 m. Sehingga jarak peletakkan antar tangki adalah 13,5 m. Selain itu API 2510 juga mengatur mengenai jarak minimum peletakan tangki dengan fasilitas lain, seperti bangunan untuk perkantoran. *Chapter 5.1.2.4* menyatakan “*the minimum horizontal distance between the shell of an LPG tank and regularly occupied building shall be as follows : if the building is solely for other purposes (unrelated to control of the storage facility) 100 ft*”. Berdasarkan regulasi tersebut, maka jarak minimum antara bangunan dengan tangki penyimpanan adalah 3,3 m. Dan untuk jarak minimum tangki penyimpanan dengan stasiun pengisian dinyatakan dengan “*for loading and unloading facilities for trucks and railcars, 50 ft*”. Sehingga jarak minimum tangki dengan stasiun pengisian adalah 1,67 m.

4.4 Sistem Distribusi LPG

Sistem distribusi LPG merupakan sistem yang berfungsi untuk memindahkan *Liquid Petroleum Gas* yang berasal dari tangki penyimpanan sementara menuju truk. Pemindahan tersebut dilakukan untuk mempermudah transportasi LPG dari terminal penerima menuju SPPBE. LPG yang dipindahkan dari tangki penyimpanan menuju truk tetap dijaga berada pada fase *liquid*, sehingga pemindahan tersebut dilakukan dengan menggunakan beberapa pompa. Untuk mengetahui jumlah LPG yang dipindahkan, maka pada sistem ini dipasang *control system* untuk mengatur berapa volume yang dipindahkan. Kemudian, pada sistem ini terdapat pula jembatan penimbangan truk yang berada di gate masuk dan gate keluar. Penimbangan tersebut untuk mengetahui seberapa besar volume LPG yang berada pada truk tersebut apakah sudah sesuai dengan jumlah yang tertera pada *control system*.

Komponen utama pada sistem distribusi ini adalah pompa, katup, dan *safety device*. Pada sistem distribusi ini, pompa diharapkan dapat melayani beberapa fungsi seperti, melakukan pemindahan LPG dari suatu tangki penyimpanan menuju *filling station*, melakukan pemindahan LPG yang tersisa di truk yang berada di *filling station* kembali menuju tangki penyimpanan, dan melakukan pemindahan LPG dari suatu tangki ke tangki yang lainnya.

Pada sistem distribusi yang berasal dari tangki penyimpanan LPG yang berada di terminal penerima menuju SPPBE dilakukan menggunakan truk. Truk pengangkut LPG memiliki berbagai tipe kapasitas, mulai dari 5 MT, 10 MT, 15 MT, dan 20 MT. Truk pengangkut LPG dapat dilihat pada gambar 4.9 dibawah ini.



Gambar 4.9 Truk LPG Curah

Sumber : www.meco.co.id

Untuk melakukan proses pemindahan LPG dari tangki penyimpanan menuju truk LPG diperlukan stasiun pengisian LPG atau *LPG Filling Station*. Fasilitas stasiun pengisian ini memiliki beberapa fasilitas yaitu, *gate-in* yang merupakan gerbang masuk truk sebelum melakukan pengisian, *weightbridge* yang merupakan fasilitas penimbangan truk yang berfungsi untuk mengetahui volume LPG di dalam truk dengan cara melakukan penimbangan sebelum dan setelah melakukan pengisian LPG, *truck loading arm* yang merupakan pipa penghubung antara pipa di stasiun pengisian dengan pipa di truk LPG,

control unit yang merupakan komponen untuk mengatur dan mengetahui jumlah LPG yang didistribusikan menuju truk maupun yang kembali menuju tangki penyimpanan, dan *gate-out* yang merupakan gerbang keluarnya truk setelah melakukan pengisian. Stasiun pengisian LPG dapat dilihat pada gambar 4.10 dibawah ini.



Gambar 4.10 Filling Station
Sumber : www.terminallpgsemarang.com

Perhitungan Stasiun Pengisian pelabuhan cigading adalah sebagai berikut :
Asumsi Truk dengan kapasitas 10 MT, 15 MT, 20 MT.

Kapasitas pompa = 50 MT / hr
Jumlah kebutuhan / day = 992.06 MT (Pada tahun 2018)
= 1951,9 MT (Pada tahun 2033)

Dibawah ini perhitungan stasiun pengisian LPG akan dilakukan dengan menggunakan perhitungan dengan kebutuhan per hari yang paling besar, yaitu pada tahun 2033 sebanyak 1951.9 MT.

Truk 10 MT :

Kebutuhan / Kapasitas = $1951,9 / 10$
= 195,1 = 196 Truk

Lama pengisian :

Kapasitas pompa = 40 MT/hr
Waktu 1 Truk = 1/4 jam atau 15 menit

Berdasarkan perhitungan diatas, maka lamanya waktu pengisian adalah :

Jumlah = 196 truk x 15 menit
= 2940 menit
Waktu per stasiun = $2940 / 4$
= 735 menit = 12,25 jam

Truk 15 MT :

Kebutuhan / Kapasitas = $1951,9 / 15$
= 130,12 = 131 Truk

Lama pengisian :
 Kapasitas pompa = 40 MT/hr
 Waktu 1 Truk = 22,5 menit

Berdasarkan perhitungan diatas, maka lamanya waktu pengisian adalah :

Jumlah = 131 truk x 22,5 menit
 = 2947.5 menit
 Waktu per stasiun = 2947.5 / 4
 = 736 menit = 12,28 jam

Truk 20 MT :

Kebutuhan / Kapasitas = 1951,9 / 20
 = 97,59 = 98 Truk

Lama pengisian :
 Kapasitas pompa = 40 MT/hr
 Waktu 1 Truk = 1/2 jam atau 30 menit

Berdasarkan perhitungan diatas, maka lamanya waktu pengisian adalah :

Jumlah = 98 truk x 30 menit
 = 2940 menit
 Waktu per stasiun = 2940 / 4
 = 735 menit = 12,25 jam

Berdasarkan perhitungan diatas dengan menggunakan variasi perhitungan truk 10 MT, 15 MT, dan 20 MT. Didapatkan bangsal pengisian yang dapat melayani kurang lebih 12,25 jam proses distribusi LPG dari storage tank menuju truk dengan menggunakan 4 stasiun pengisian, untuk melakukan fungsi loading. Untuk memenuhi salah satu fungsi untuk memindahkan LPG dari truk menuju storage tank, maka dibuat satu stasiun lagi untuk proses unloading LPG, yaitu stasiun nomor 5.

Perhitungan pipa menuju stasiun pengisian dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan (4.1) yakni sebagai berikut :

Kapasitas pompa :
 $Q = A \times v$

Dimana :

Q = Kapasitas pompa
 A = Luas penampang pipa
 v = kecepatan aliran

Dengan mengacu pada peraturan API 2510 Tahun 2001 mengenai *wall thickness*, dan pemilihan pipa dilakukan dengan standar ANSI B 36.19, maka untuk pipa LPG dari tangki penyimpanan menuju stasiun pengisian adalah menggunakan pipa dengan ukuran 2 ½ Inchi. Sedangkan pipa *vapour return* menggunakan pipa 1 inchi.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V

SAFETY INTEGRITY LEVEL

Safety Integrity Level merupakan penilaian tingkat keselamatan suatu *safety device*, yang mana komponen tersebut diharapkan dapat melakukan fungsinya pada saat dibutuhkan. Pada Bab V ini, akan dilakukan penentuan nilai target SIL dan penilaian *safety integrity level* yang akan dilakukan dengan cara kuantitatif dengan menggunakan *fault tree analysis* (FTA) yaitu dengan menghitung *probability of failure on demand* (PFD).

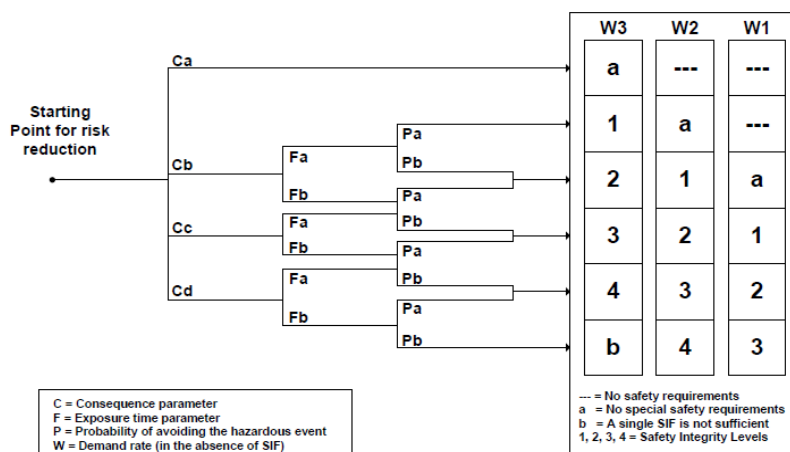
5.1 Menentukan Nilai Target SIL

Penentuan nilai target SIL merujuk pada sebuah kegiatan memilih nilai SIL untuk suatu SIF dengan menggunakan parameter-parameter tertentu. Penentuan nilai SIL dapat dilakukan dengan menggunakan beberapa metode, seperti kuantitatif, semi-kuantitatif, hingga kualitatif. Terdapat tiga pendekatan yang paling umum digunakan untuk menentukan nilai SIL dalam industri *oil & gas* yaitu, *Layer of Protection Analysis* (LOPA), *Risk Graph*, dan *Safety Layer Matrix*.

Berdasarkan BS EN 61508 penentuan nilai SIL dapat dilakukan dengan menggunakan tiga metode yaitu, kualitatif, *Risk Graph*, dan *Hazardous event severity matrix*. Sedangkan, berdasarkan BS IEC 61511 penentuan nilai SIL dapat dilakukan dengan menggunakan beberapa metode yaitu, semi-kuantitatif, *Safety Layer Matrix*, *Risk Graph*, dan *Layer of Protection Analysis* (LOPA). Dua metode yang populer digunakan untuk menentukan nilai SIL adalah LOPA dan *Risk Graph*.

Pada tugas akhir ini metode yang digunakan untuk menentukan nilai SIL adalah dengan menggunakan metode *Risk Graph*. Metode tersebut dipilih karena memiliki kelebihan -kelebihan sebagai berikut : (Gulland, 2014)

- a) Merupakan metode semi-kualitatif atau semi-kuantitatif
- b) Tidak memerlukan perhitungan dan pemodelan yang kompleks
- c) Subjektivitas dapat dihindari



Gambar 5.1 Metode *Risk Graph*
Sumber : IEC 61511

Gambar 5.1 diatas menunjukkan penentuan nilai target SIL dengan menggunakan *Risk Graph*. Penentuan tersebut dilakukan secara bertahap, yaitu dengan melakukan penilaian terhadap parameter-parameter yang terdapat pada *Risk Graph* yaitu nilai C, F, P dan W. Nilai C merupakan parameter konsekuensi, nilai F merupakan parameter frekuensi waktu terekspos, nilai P merupakan parameter kemampuan menghindari bahaya, dan nilai W merupakan parameter asumsi tidak adanya proteksi.

Tabel 5.1 Tabel Parameter *Risk Graph*

<i>Risk Parameter</i>	<i>Classification</i>	<i>Notes</i>
<i>Consequence (C)</i> <i>C = No of People x Vulnerability</i>	<i>Ca = Minor Injury</i> <i>Cb = Range 0.01 to 0.1 probable fatalities per event</i> <i>Cc = Range >0.1 to 1 probable fatalities per event</i> <i>Cd = Range >1 probable fatalities per event</i>	<i>The vulnerability is determined by the nature of the hazard being protected against. The following factors can be used :</i> <i>V = 0.01 Small release (flammable or toxic) material</i> <i>V = 0.1 Large release (flammable or toxic) material</i> <i>V = 0.5 As above but also a high probability of catching fire or highly toxic material</i> <i>V = 1 Rupture or explosion</i>
<i>Occupancy (F)</i>	<i>Fa = Rare to more frequent exposure in the hazardous zone. (< 10% of time)</i> <i>Fb = Frequent to permanent exposure in the hazardous zone. (≥ 10% of time)</i>	

Lanjutan Tabel 5.1

<i>Probability of avoiding the hazardous event (P)</i>	$P_a = > 90\%$ probability of avoiding hazard $P_b = \leq 90\%$ probability of avoiding hazard	<i>P_a should only be selected if all the following are true :</i> <i>Facilities are in place which alert the operator that the SIS has failed.</i> <i>Independent facilities are provided to shut down, such that the hazard can be avoided or which enable all persons to escape to a safe area.</i> <i>The time between the operator being alerted and a hazardous event occurring exceeds 1 hour or is definitely sufficient for the necessary actions.</i>
<i>Demand Rate (W)</i>	$W_1 = \text{Demand rate} < 0.1 \text{ D per year}$ $W_2 = \text{Demand Rate} \geq 0.1 \text{ D and} < \text{D per year}$ $W_3 = \text{Demand Rate} \geq \text{D and} \leq 10 \text{ D per year}$	<i>For demand rates higher than 10 D per year, higher integrity shall be needed D is a calibration factor. The value of D is to be determined such that the Risk Graph results in tolerable level of residual risk, considering other risks to exposed persons and corporate criteria.</i>

Sumber : IEC 61511

Tabel 5.1 diatas ditulis berdasarkan ISA 84.00.01, yang menyebutkan parameter-parameter yang digunakan untuk menentukan nilai SIL dengan menggunakan *Risk Graph* adalah :

a) *Consequence (C)*

Parameter ini digunakan untuk mendeskripsikan potensi tingkat keparahan apabila terjadi suatu kegagalan. Hal yang perlu dipertimbangkan adalah dengan mengasumsikan area yang terkena dampak dari kesecelakaan yang terjadi tersebut. Formula untuk dapat menentukan nilai C adalah dengan mengalikan jumlah pekerja dengan nilai *vulnerability*.

b) *Occupancy (F)*

Parameter ini digunakan untuk mewakili nilai frekuensi waktu lamanya terekspos daerah yang berbahaya. Apabila waktunya $<10\%$ maka dapat memilih nilai Fa. Namun, apabila lama waktu tereksposnya $>10\%$ maka dapat memilih nilai Fb.

c) *Probability of Avoiding Hazard (P)*

Parameter ini digunakan untuk mewakili tingkat seberapa besar peluang pekerja atau orang-orang yang berhubungan langsung dengan daerah yang berbahaya dapat segera menghindari bahaya tersebut, apabila suatu kegagalan sistem atau kecelakaan terjadi.

Apabila peluang menghindari bahaya bernilai $>90\%$ maka dapat memilih nilai Pa. Sebaliknya, apabila peluang menghindari bahaya bernilai $\leq 90\%$ dapat memilih nilai Pb. Namun, dalam pemilihan nilai Pa harus mempertimbangkan beberapa hal seperti, adanya alarm yang dapat menandakan adanya bahaya yang terjadi, kemampuan untuk melakukan *shut down* terhadap sistem, dan kemampuan pekerja untuk melakukan penyelamatan sehingga dapat terhindar dari bahaya yang mungkin ditimbulkan.

d) *Demand Rate (W)*

Demand rate merupakan peluang terjadinya suatu kondisi bahaya yang merupakan akibat dari suatu SIF yang tidak dapat bekerja sesuai dengan fungsinya. Nilai ini dihitung dengan mempertimbangkan terjadinya semua kegagalan yang dapat menimbulkan bahaya, kemudian mengestimasiannya dalam bentuk frekuensi per tahun.

5.1.1 Nilai Target SIL Sistem Penyimpanan

Pada sub bab ini akan dilakukan perhitungan penentuan nilai target SIL pada sistem penyimpanan. Penilaian ini dilakukan dengan menggunakan parameter-parameter yang ada dengan metode *risk graph* seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Hasil perhitungannya adalah sebagai berikut :

a) Nilai Konsekuensi (C)

$C = \text{No. People} \times \text{Vulnerability}$

$$C = 4 \times 1 = 4$$

Berdasarkan penelitian sebelumnya yang telah dilakukan oleh Thariq Arafatul Akbar mengenai Penilaian Risiko Kebakaran pada Terminal LPG (Akbar, 2017) menyatakan bahwa bahaya-bahaya yang mungkin terjadi di area sistem penyimpanan adalah *flash fire*, *jet fire*, dan BLEVE. Oleh karena itu terpilihlah nilai *vulnerability* sebesar 1 yang dikalikan dengan jumlah pekerja yang berjumlah 4 orang, sehingga menghasilkan nilai 4.

$$\text{Nilai } C = 4 \times 1 = 4$$

Sehingga nilai C dipilih yaitu Cd karena nilai $C > 1$

b) Nilai *Occupancy* (F)

Nilai *occupancy* dipilih Fb dengan asumsi nilai *exposure* $\geq 10\%$ yaitu lebih dari atau sama dengan 2,4 jam.

c) Nilai *Probability of Avoiding Hazard* (P)

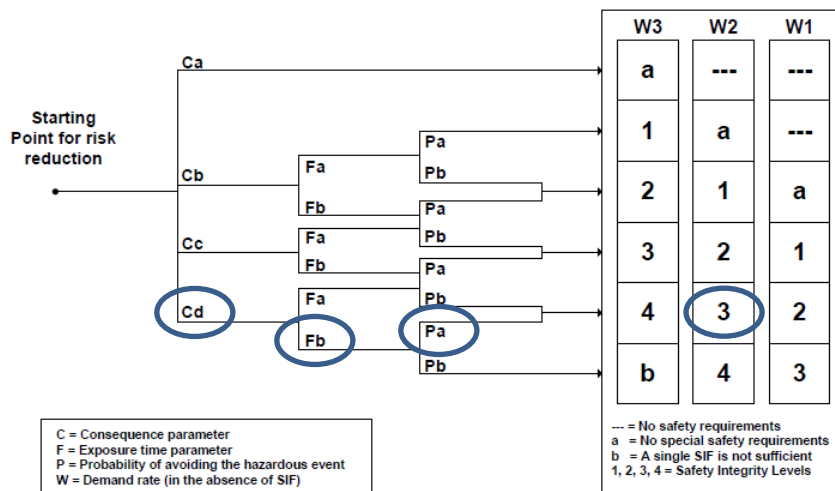
Nilai P dipilih Pa yaitu $>90\%$ dikarenakan kemampuan untuk menghindari keadaan bahaya sebesar $>90\%$. Hal tersebut sesuai dengan syarat memilih nilai Pa yaitu adanya alarm atau tanda adanya bahaya, kemampuan untuk melakukan *shutdown* sistem, dan kemampuan penyelamatan diri dari bahaya oleh pekerja.

d) Nilai *Demand Rate* (W)

Nilai *demand rate* didapatkan dengan mempertimbangkan semua kegagalan SIF yang dapat menyebabkan bahaya. Perhitungan tersebut dilakukan dengan menjumlahkan semua frekuensi kegagalan komponen-komponen *safety device* yang membentuk suatu SIF dengan satuan frekuensi per tahun. Jumlah kegagalan yang mungkin terjadi adalah sebesar 0,1582 per tahun. Karena nilai tersebut berada di antara 0,1 dan 1, sehingga nilai yang dipilih adalah W2.

$W2 = \geq 0,1 \text{ D and } < D \text{ per year}$.

Setelah melakukan perhitungan berdasarkan parameter-parameter yang tersedia, maka langkah selanjutnya adalah memasukkan nilai-nilai tersebut kedalam *Risk Graph* :



Gambar 5.2 *Risk Graph* Sistem Penyimpanan

Setelah melakukan perhitungan berdasarkan parameter-parameter yang ditentukan dan kemudian menyesuaikan perhitungan tersebut ke dalam *risk graph*, maka didapatkan hasil penentuan target SIL pada sistem penyimpanan yaitu SIL 3 yang ditunjukkan pada Gambar 5.2 diatas.

5.1.2 Nilai Target SIL Sistem Bongkar Muat

Pada sub bab ini akan dilakukan perhitungan penentuan nilai target SIL pada sistem bongkar muat. Pada sub bab ini akan dilakukan dua perhitungan yaitu terhadap pipa LPG dan pipa *vapour return*. Penilaian ini dilakukan dengan menggunakan parameter-parameter yang ada dengan metode *risk graph* seperti yang telah dijelaskan sebelumnya.

Dibawah ini akan dijelaskan hasil perhitungan penentuan target SIL pada pipa utama LPG yang ditunjukkan sebagai berikut :

a) Nilai Konsekuensi (C)

$$C = \text{No. People} \times \text{Vulnerability}$$

Berdasarkan penelitian sebelumnya mengenai Penilaian Risiko Kebakaran pada Terminal LPG, menyatakan bahwa bahaya-bahaya yang mungkin terjadi di area bongkar muat adalah *flash fire* dan *jet fire*. Oleh karena itu terpilihlah nilai *vulnerability* sebesar 0,5 yang kemudian dikalikan dengan jumlah pekerja yang berjumlah 4 orang, sehingga menghasilkan nilai 2. Sehingga nilai C yang dipilih yaitu C_d karena nilai $C > 1$

c) Nilai *Occupancy* (F)

Nilai *occupancy* dipilih F_b dengan asumsi nilai *exposure* $\geq 10\%$ yaitu lebih dari atau sama dengan 2,4 jam.

e) Nilai *Probability of Avoiding Hazard* (P)

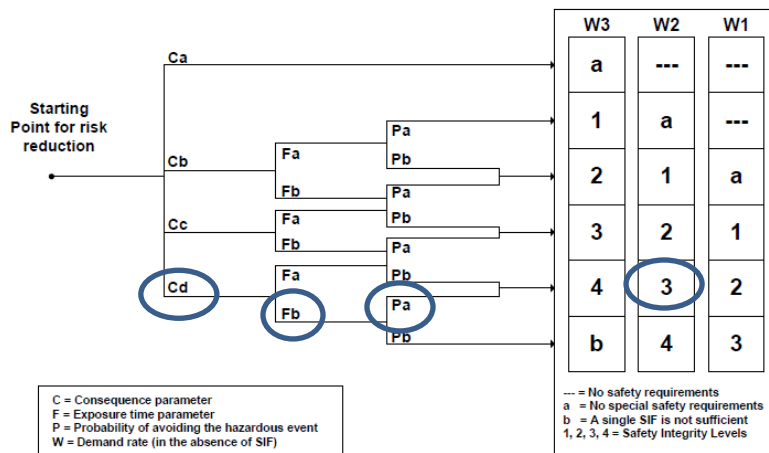
Nilai P dipilih P_a yaitu $>90\%$ dikarenakan kemampuan untuk menghindari keadaan bahaya sebesar $>90\%$. Hal tersebut sesuai dengan syarat memilih nilai P_a yaitu adanya alarm atau tanda adanya bahaya, kemampuan untuk melakukan *shutdown* sistem, dan kemampuan penyelamatan diri dari bahaya oleh pekerja.

f) Nilai *Demand Rate* (W)

Nilai *demand rate* didapatkan dengan mempertimbangkan semua kegagalan SIF yang dapat menyebabkan bahaya. Perhitungan tersebut dilakukan dengan menjumlahkan semua frekuensi kegagalan komponen-komponen *safety device* yang membentuk suatu SIF dengan satuan frekuensi per tahun. Jumlah kegagalan yang mungkin terjadi adalah sebesar 0,1582 per tahun. Karena nilai tersebut berada di antara 0,1 dan 1, sehingga nilai yang dipilih adalah W_2 .

$$W_2 = \geq 0,1 \text{ D and } < D \text{ per year.}$$

Setelah melakukan perhitungan berdasarkan parameter-parameter yang tersedia, maka langkah selanjutnya adalah memasukkan nilai-nilai tersebut kedalam *Risk Graph* :



Gambar 5.3 Risk Graph Bongkar Muat Pipa Utama

Setelah melakukan perhitungan berdasarkan parameter-parameter yang ditentukan dan kemudian menyesuaikan perhitungan tersebut ke dalam *risk graph*, maka didapatkan hasil penentuan target SIL sistem bongkar muat pada jalur pipa utama LPG, yaitu SIL 3 yang ditunjukkan pada Gambar 5.3 diatas.

Setelah melakukan penentuan nilai target SIL pada pipa utama LPG, dibawah ini akan dijelaskan hasil perhitungan penentuan target SIL pada pipa *vapour return line* yang ditunjukkan sebagai berikut :

b) Nilai Konsekuensi (C)

C = No. People x Vulnerability

Bahaya-bahaya yang mungkin terjadi di area *vapour return line* ini adalah kebocoran pipa. Oleh karena itu terpilihlah nilai *vulnerability* sebesar 0,1 yang kemudian dikalikan dengan jumlah pekerja yang berjumlah 2 orang, sehingga menghasilkan nilai 0,2. Sehingga nilai C yang dipilih yaitu Cc karena nilai $C_c = 0,1 > C < 1$

d) Nilai *Occupancy* (F)

Nilai *occupancy* dipilih Fa dengan asumsi nilai *exposure* <10% yaitu selama kurang dari 2,4 jam.

g) Nilai *Probability of Avoiding Hazard* (P)

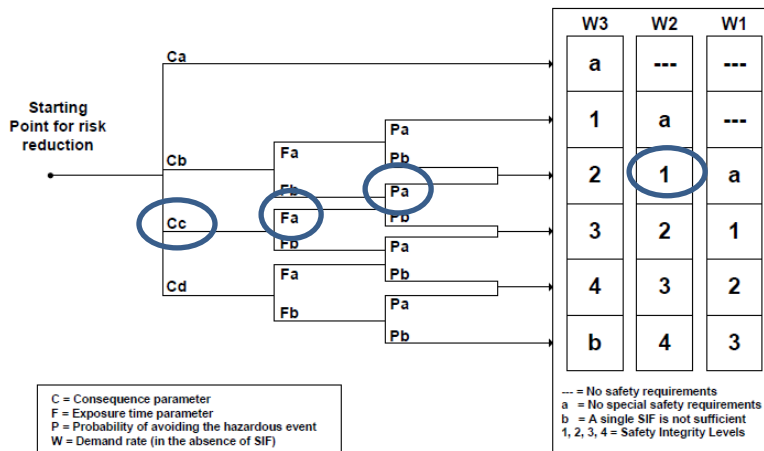
Nilai P dipilih Pa yaitu >90% dikarenakan kemampuan untuk menghindari keadaan bahaya sebesar >90%. Hal tersebut sesuai dengan syarat memilih nilai Pa yaitu adanya alarm atau tanda adanya bahaya, kemampuan untuk melakukan *shutdown* sistem, dan kemampuan penyelamatan diri dari bahaya oleh pekerja.

h) Nilai *Demand Rate* (W)

Nilai *demand rate* didapatkan dengan mempertimbangkan semua kegagalan SIF yang dapat menyebabkan bahaya. Perhitungan tersebut dilakukan dengan

menjumlahkan semua frekuensi kegagalan komponen-komponen *safety device* yang membentuk suatu SIF dengan satuan frekuensi per tahun. Jumlah kegagalan yang mungkin terjadi adalah sebesar 0,1582 per tahun. Karena nilai tersebut berada di antara 0,1 dan 1, sehingga nilai yang dipilih adalah W2. $W2 = \geq 0,1$ D and $< D$ per year.

Setelah melakukan perhitungan berdasarkan parameter-parameter yang tersedia, maka langkah selanjutnya adalah memasukkan nilai-nilai tersebut kedalam *Risk Graph* :



Gambar 5.4 *Risk Graph* Bongkar Muat Pipa vapour return

Setelah melakukan perhitungan berdasarkan parameter-parameter yang ditentukan dan kemudian menyesuaikan perhitungan tersebut ke dalam *risk graph*, maka didapatkan hasil penentuan target SIL sistem bongkar muat pada jalur pipa vapour return, yaitu SIL 1 yang ditunjukkan pada Gambar 5.4 diatas.

5.1.3 Nilai Target SIL Sistem Distribusi

Pada sub bab ini akan dilakukan perhitungan penentuan nilai target SIL pada sistem distribusi. Penilaian ini dilakukan dengan menggunakan parameter-parameter yang ada dengan metode *risk graph* seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Dibawah ini akan dijelaskan hasil perhitungan penentuan target SIL pada sistem distribusi yang ditunjukkan sebagai berikut :

a) Nilai Konsekuensi (C)

$C = \text{No. People} \times \text{Vulnerability}$

Berdasarkan penelitian sebelumnya mengenai Penilaian Risiko Kebakaran pada Terminal LPG, menyatakan bahwa bahaya-bahaya yang mungkin terjadi di area bongkar muat adalah *flash fire*, *jet fire*, *pipe leakage* dan *pump leakage*. Oleh karena itu terpilih nilai *vulnerability* sebesar 0,5 yang kemudian dikalikan dengan jumlah pekerja yang berjumlah 6 orang, dan menghasilkan nilai 3. Sehingga nilai C yang dipilih yaitu Cd karena nilai $C > 1$

5.2 Perhitungan SIL dengan FTA

Perhitungan nilai SIL dengan menggunakan metode *Fault Tree Analysis* akan dilakukan dengan menghitung nilai *Probability of Failure on Demand* (PFD) dari setiap SIS. Untuk menghitung PFD diperlukan nilai *Failure Rate* yang didapatkan dari *database* OREDA 2002 dikarenakan belum adanya data *maintenance* instrumen, mengingat perhitungan ini masih dilakukan dalam skala desain konsep. Pada sub bab ini, perhitungan SIL akan dilakukan kepada tiga sistem yaitu, sistem bongkar muat, sistem penyimpanan dan sistem distribusi.

5.2.1 Perhitungan SIL Sistem Bongkar Muat

Untuk melakukan perhitungan nilai SIL diperlukan data *failure rate* setiap instrumen *safety device*. Nilai *failure rate* instrumen yang terdapat pada sistem bongkar muat dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 5.2 *Failure Rate* Sistem Bongkar Muat

No	Instrumen	<i>Failure Rate</i>
1.	Temperature Transmitter	$0,3 \times 10^{-6}$
2.	Flow Transmitter	$2,65 \times 10^{-6}$
3.	Pressure Transmitter	$0,3 \times 10^{-6}$
4.	Programmable Logic Controller	$1,43 \times 10^{-4}$
5.	Shut Down Valve	2×10^{-6}
6.	Solenoid Valve	9×10^{-7}
7.	Control Valve	$2,3 \times 10^{-6}$

Sumber : IEC 61511

Perhitungan PFD untuk mendapatkan nilai SIL dilakukan berdasarkan komponen penyusun SIS yaitu, *Sensing Element*, *Logic Solver*, dan *Final Element*. Perhitungan tersebut mempertimbangkan konfigurasi masing-masing *safety device*. Dibawah ini merupakan perhitungan nilai SIL pada jalur pipa utama LPG.

Perhitungan PFD *Sensing Element* :

Menggunakan konfigurasi 1oo2

- *Temperature Transmitter*

$$\begin{aligned} TT &= \frac{(0,3 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 2,3 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

- *Flow Transmitter*

$$\begin{aligned} FT &= \frac{(2,65 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 1,79 \times 10^{-4} \end{aligned}$$

- *Pressure Transmitter*

$$\begin{aligned} PT &= \frac{(0,3 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 2,3 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

Perhitungan PFD *Final Element* :

Menggunakan konfigurasi 1oo2

- *Shut Down Valve*

$$\begin{aligned} \text{SDV} &= \frac{(2 \times 10^{-6})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 2,55 \times 10^{-5} \end{aligned}$$

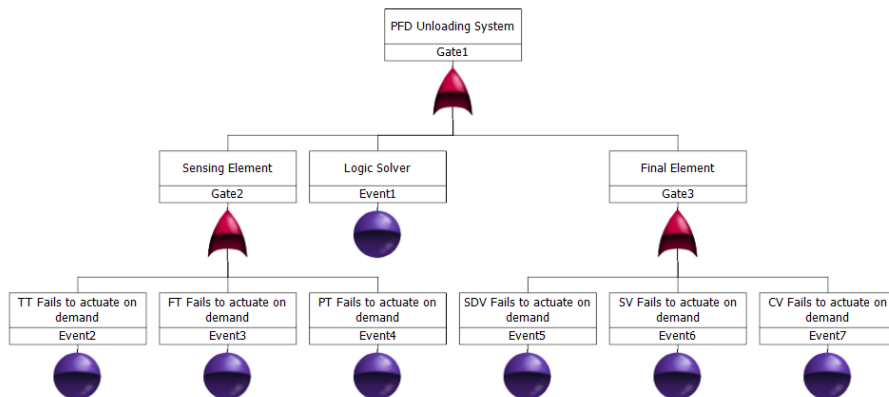
- *Solenoid Valve*

$$\begin{aligned} \text{SV} &= \frac{(9 \times 10^{-7})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 5,18 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

- *Control Valve*

$$\begin{aligned} \text{CV} &= \frac{(2,3 \times 10^{-6})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 3,38 \times 10^{-5} \end{aligned}$$

Setelah menghitung nilai PFD dari masing-masing komponen penyusun SIS, maka dapat dilakukan penggambaran diagram FTA dari sub sistem tersebut, dalam hal ini yang dimaksud adalah sistem bongkar muat. Diagram FTA sistem bongkar muat dapat dilihat pada gambar 5.6 dibawah ini.



Gambar 5.6 FTA Sistem Bongkar Muat

Melalui analisis FTA pada Gambar 5.6 diatas didapatkan perhitungan nilai SIL dari sistem bongkar muat dengan menggunakan perhitungan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} PFD_{fs} &= PFD_{sensing\ element} \cup PFD_{logic\ solver} \cup PFD_{final\ element} \\ &= [(2,3 \times 10^{-6} + 1,79 \times 10^{-4} + 2,3 \times 10^{-6}) + (1,43 \times 10^{-4}) + (2,55 \times 10^{-5} + 5,18 \times 10^{-6} + 3,38 \times 10^{-5})] \\ &= 3,91 \times 10^{-4} (\text{SIL } 3) \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan diatas, maka untuk mendapatkan nilai SIL 3 untuk sistem bongkar muat jalur pipa utama LPG diperlukan *sensing element* dan *final element* yang dipasang dengan konfigurasi 1oo2.

Setelah melakukan perhitungan pada jalur pipa utama LPG sistem bongkar muat, kemudian akan dihitung pula nilai SIL dari jalur pipa *vapour return*. Mengacu kepada tabel 5.2, dibawah ini merupakan perhitungan nilai SIL jalur pipa *vapour return* :

Perhitungan PFD *Sensing Element* :
Menggunakan konfigurasi 1oo1

- Temperature Transmitter

$$\begin{aligned} TT &= \frac{(0,3 \times 10^{-6}) \times 8760}{2} \\ &= 1,314 \times 10^{-3} \end{aligned}$$
- Flow Transmitter

$$\begin{aligned} FT &= \frac{(2,65 \times 10^{-6}) \times 8760}{2} \\ &= 1,16 \times 10^{-2} \end{aligned}$$
- Pressure Transmitter

$$\begin{aligned} PT &= \frac{(0,3 \times 10^{-6}) \times 8760}{2} \\ &= 1,314 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

Perhitungan PFD *Final Element* :
Menggunakan konfigurasi 1oo1

- Shut Down Valve

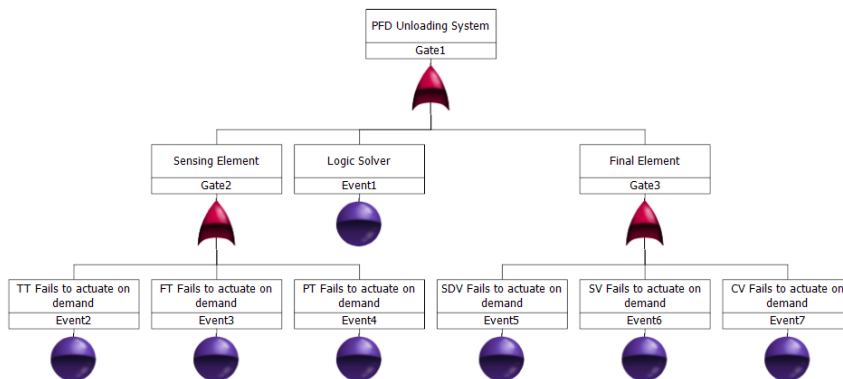
$$\begin{aligned} SDV &= \frac{(2 \times 10^{-6}) \times 4380}{2} \\ &= 4,38 \times 10^{-3} \end{aligned}$$
- Solenoid Valve

$$\begin{aligned} SV &= \frac{(9 \times 10^{-7}) \times 4380}{2} \\ &= 1,97 \times 10^{-3} \end{aligned}$$
- Control Valve

$$\begin{aligned} CV &= \frac{(2,3 \times 10^{-6}) \times 4380}{2} \\ &= 5 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

Setelah menghitung nilai PFD dari masing-masing komponen penyusun SIS, maka dapat dilakukan penggambaran diagram FTA dari sub sistem tersebut,

dalam hal ini yang dimaksud adalah sistem bongkar muat. Diagram FTA sistem bongkar muat pada jalur pipa *vapour return* dapat dilihat pada gambar 5.7 dibawah ini.



Gambar 5.7 FTA Sistem Bongkar Muat *vapour return*

Melalui analisis FTA pada gambar 5.7 diatas didapatkan perhitungan nilai SIL dari sistem bongkar muat pipa *vapour return* dengan menggunakan perhitungan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 PFD_{fs} &= PFD_{sensing\ element} \cup PFD_{logic\ solver} \cup PFD_{final\ element} \\
 &= [(1,314 \times 10^{-3} + 1,16 \times 10^{-2} + 1,314 \times 10^{-3}) + (1,43 \times 10^{-4}) + (4,38 \times 10^{-3} + 1,97 \times 10^{-3} + 5 \times 10^{-3})] \\
 &= 2,57 \times 10^{-2} \text{ (SIL 1)}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan diatas, maka untuk mendapatkan nilai SIL 1 untuk sistem bongkar muat jalur pipa *vapour return* diperlukan *sensing element* dan *final element* yang dipasang dengan konfigurasi 1oo1.

5.2.2 Perhitungan Nilai SIL Sistem Penyimpanan

Untuk dapat melakukan perhitungan nilai SIL sistem penyimpanan, diperlukan data *failure rate* setiap instrumen *safety device*. Nilai *failure rate* instrumen yang terdapat pada sistem penyimpanan dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 5.3 *Failure Rate* Sistem Penyimpanan

No	Instrumen	Failure Rate
1.	Temperature Transmitter	$0,3 \times 10^{-6}$
2.	Flow Transmitter	$2,65 \times 10^{-6}$
3.	Pressure Transmitter	$0,3 \times 10^{-6}$
4.	Level Transmitter	$0,6 \times 10^{-6}$
5.	Programmable Logic Controller	$1,43 \times 10^{-4}$
6.	Shut Down Valve	2×10^{-6}
7.	Solenoid Valve	$0,9 \times 10^{-7}$
8.	Control Valve	$2,3 \times 10^{-6}$

Sumber : IEC 61511

Perhitungan PFD untuk mendapatkan nilai SIL dilakukan berdasarkan komponen penyusun SIS yaitu, *Sensing Element*, *Logic Solver*, dan *Final Element*. Perhitungan tersebut mempertimbangkan konfigurasi masing-masing *safety device*. Dibawah ini merupakan perhitungan nilai SIL pada sistem penyimpanan :

Perhitungan PFD *Sensing Element* :

Menggunakan konfigurasi 1oo2

- Temperature Transmitter

$$\begin{aligned} TT &= \frac{(0,3 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 2,3 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

- Flow Transmitter

$$\begin{aligned} FT &= \frac{(2,65 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 1,79 \times 10^{-4} \end{aligned}$$

- Level Transmitter

$$\begin{aligned} LT &= \frac{(0,6 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 9,2 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

- Pressure Transmitter

$$\begin{aligned} PT &= \frac{(0,3 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 2,3 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

Perhitungan PFD *Final Element* :

Menggunakan konfigurasi 1oo2

- Shut Down Valve

$$\begin{aligned} SDV &= \frac{(2 \times 10^{-6})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 2,55 \times 10^{-5} \end{aligned}$$

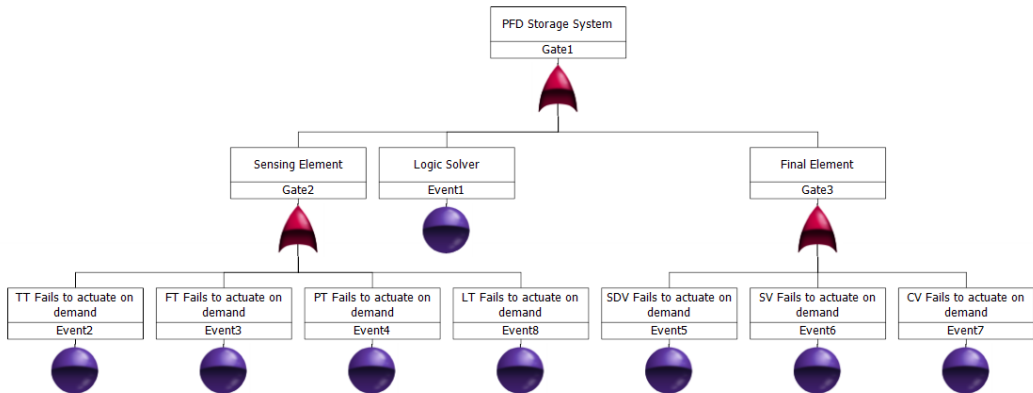
- Solenoid Valve

$$\begin{aligned} SV &= \frac{(9 \times 10^{-7})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 5,18 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

- Control Valve

$$\begin{aligned} CV &= \frac{(2,3 \times 10^{-6})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 3,38 \times 10^{-5} \end{aligned}$$

Setelah menghitung nilai PFD dari masing-masing komponen penyusun SIS sistem penyimpanan, maka dapat dilakukan penggambaran diagram FTA dari sub sistem tersebut. Diagram FTA sistem penyimpanan dapat dilihat pada gambar 5.8 dibawah ini.



Gambar 5.8 FTA Sistem Penyimpanan

Melalui analisis FTA pada Gambar 5.8 diatas didapatkan perhitungan nilai SIL dari sistem penyimpanan dengan menggunakan perhitungan sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 PFD_{ss} &= PFD_{sensing\ element} \cup PFD_{logic\ solver} \cup PFD_{final\ element} \\
 &= [(2,3 \times 10^{-6} + 2,3 \times 10^{-6} + 1,79 \times 10^{-4} + 9,2 \times 10^{-6}) + (1,43 \times 10^{-4}) + \\
 &\quad (2,55 \times 10^{-5} + 5,18 \times 10^{-6} + 3,38 \times 10^{-5})] \\
 &= 4 \times 10^{-4} \text{ (SIL 3)}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan diatas, maka untuk mendapatkan nilai SIL 3 untuk sistem penyimpanan diperlukan *sensing element* dan *final element* yang akan dipasang dengan menggunakan konfigurasi 1oo2.

5.2.3 Perhitungan Nilai SIL Sistem Distribusi

Untuk dapat melakukan perhitungan nilai SIL sistem distribusi, diperlukan data *failure rate* setiap instrumen *safety device*. Nilai *failure rate* instrumen yang terdapat pada sistem distribusi dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 5.4 *Failure Rate* Sistem Distribusi

No	Instrumen	<i>Failure Rate</i>
1.	Temperature Transmitter	$0,3 \times 10^{-6}$
2.	Flow Transmitter	$2,65 \times 10^{-6}$
3.	Pressure Transmitter	$0,3 \times 10^{-6}$
4.	Programmable Logic Controller	$1,43 \times 10^{-4}$
5.	Shut Down Valve	2×10^{-6}
6.	Solenoid Valve	$0,9 \times 10^{-7}$
7.	Control Valve	$2,3 \times 10^{-6}$

Sumber : IEC 61511

Perhitungan PFD untuk mendapatkan nilai SIL dilakukan berdasarkan komponen penyusun SIS yaitu, *Sensing Element*, *Logic Solver*, dan *Final Element*. Perhitungan tersebut mempertimbangkan konfigurasi masing-masing *safety device*. Dibawah ini merupakan perhitungan nilai SIL pada sistem distribusi :

Perhitungan PFD *Sensing Element* :
Menggunakan konfigurasi 1oo2

- Temperature Transmitter

$$\begin{aligned} TT &= \frac{(0,3 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 2,3 \times 10^{-6} \end{aligned}$$
- Flow Transmitter

$$\begin{aligned} FT &= \frac{(2,65 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 1,79 \times 10^{-4} \end{aligned}$$
- Pressure Transmitter

$$\begin{aligned} PT &= \frac{(0,3 \times 10^{-6})^2 \times 8760^2}{3} \\ &= 2,3 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

Perhitungan PFD *Final Element* :
Menggunakan konfigurasi 1oo2

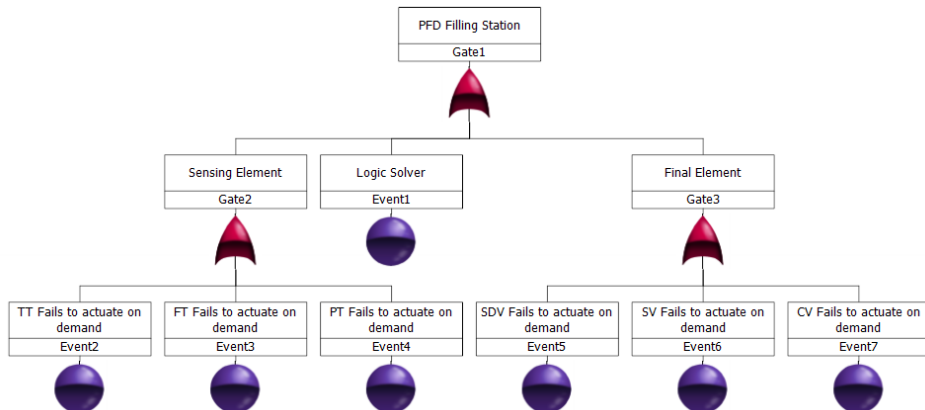
- Shut Down Valve

$$\begin{aligned} SDV &= \frac{(2 \times 10^{-6})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 2,55 \times 10^{-5} \end{aligned}$$
- Solenoid Valve

$$\begin{aligned} SV &= \frac{(9 \times 10^{-7})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 5,18 \times 10^{-6} \end{aligned}$$
- Control Valve

$$\begin{aligned} CV &= \frac{(2,3 \times 10^{-6})^2 \times 4380^2}{3} \\ &= 3,38 \times 10^{-5} \end{aligned}$$

Kemudian, setelah melakukan perhitungan nilai PFD dari masing-masing komponen penyusun SIS sistem distribusi, maka dapat dilakukan penggambaran diagram FTA dari sub sistem tersebut. Diagram FTA sistem distribusi dapat dilihat pada gambar 5.9 dibawah ini.



Gambar 5.9 FTA Sistem Distribusi

Melalui analisis FTA pada gambar 5.9 diatas didapatkan perhitungan nilai SIL dari sistem distribusi dengan menggunakan perhitungan sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 PFD_{fs} &= PFD_{sensing\ element} \cup PFD_{logic\ solver} \cup PFD_{final\ element} \\
 &= [(2,3 \times 10^{-6} + 1,79 \times 10^{-4} + 2,3 \times 10^{-6}) + (1,43 \times 10^{-4}) + (2,55 \times 10^{-5} + \\
 &\quad 5,18 \times 10^{-6} + 3,38 \times 10^{-5}) \\
 &= 3,91 \times 10^{-4} \text{ (SIL 3)}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan diatas, maka untuk mendapatkan nilai SIL 3 untuk sistem distribusi diperlukan *sensing element* dan *final element* yang akan dipasang dengan menggunakan konfigurasi 1oo2.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB VI

PERHITUNGAN KEEKONOMIAN

Pada Bab VI akan dilakukan perhitungan keekonomian yang dilihat dari sudut pandang penyedia fasilitas terminal penerima LPG. Pada perhitungan ini akan dilihat skenario mana sajakah yang dapat diterima sehingga investasi terminal penerima tersebut layak untuk dijalankan. Parameter-parameter yang digunakan untuk menganalisa apakah investasi layak dijalankan adalah dengan memperhitungkan *Capital Expenditure*, *Operational Expenditure*, nilai NPV, nilai IRR, dan nilai *Payback Period*.

6.1 *Capital Expenditure*

Capital Expenditure merupakan seluruh biaya yang dikeluarkan untuk investasi awal yang termasuk biaya pembelian, perbaikan, dan penggantian segala sesuatu yang dikategorikan sebagai aset perusahaan secara akuntansi (Pujawan, 2009). Biaya *capital expenditure* ditunjukkan pada tabel 6.1 dibawah ini.

Tabel 6.1 *Capital Expenditure*

Investasi	Skenario		
	Unit	Harga (\$)	Total Harga (\$)
Marine Loading Arm	1	\$ 2.500.000	\$ 2.500.000
Loading Pump	5	\$ 50.000	\$ 250.000
Pipe	5	\$ 100.000	\$ 500.000
Storage Tanks	2	\$ 10.000.000	\$ 20.000.000
Compressor	1	\$ 150.000	\$ 150.000
Electric Generator	1	\$ 200.000	\$ 200.000
Flow Transmitter	20	\$ 7.000	\$ 140.000
Temperature Transmitter	20	\$ 7.000	\$ 140.000
Pressure Transmitter	20	\$ 7.000	\$ 140.000
Level Transmitter	4	\$ 10.000	\$ 40.000
PLC	1	\$ 20.000	\$ 20.000
Temperature Indicator	13	\$ 2.000	\$ 26.000
Pressure Indicator	13	\$ 2.000	\$ 26.000
Automatic Tank Gauge	2	\$ 8.000	\$ 16.000
Position Indicator	17	\$ 1.700	\$ 28.900
Shutdown Valve	17	\$ 5.000	\$ 85.000
Control Valve	14	\$ 5.000	\$ 70.000
Check Valve	5	\$ 5.000	\$ 25.000
Manual Valve	50	\$ 1.500	\$ 75.000
Pressure Safety Valve	4	\$ 7.500	\$ 30.000

Lanjutan tabel 6.1

Flexible Hose	1	\$ 5.000	\$ 5.000
Fire Protection System	1	\$ 1.250.000	\$ 1.250.000
Truck Loading Arm	5	\$ 80.000	\$ 400.000
Weighbridge	5	\$ 56.000	\$ 280.000
Pembangunan Filling Shed			\$ 500.000
Pembangunan Pump House			\$ 300.000
Total			\$ 27.196.900

6.2 Operational Expenditure

Operational Expenditure merupakan seluruh biaya yang dikeluarkan untuk melakukan operasional selama periode waktu tertentu. Pada tugas akhir ini skenario waktu pengoperasian terminal penerima ini adalah 10 tahun, 12 tahun, dan 15 tahun. Dengan sudut pandang penyedia fasilitas terminal penerima, maka biaya operasional yang dikeluarkan berupa biaya listrik, gaji pekerja, biaya *mercaptan*, biaya *maintenance*, dan biaya administrasi. Biaya *operational expenditure* ditunjukkan pada tabel 6.2 dibawah ini.

Tabel 6.2 *Operational Expenditure*

Investasi	Harga (\$)	Total Harga (\$)
Listrik	\$ 144.422	
Gaji Pekerja	\$ 542.200	
Mercaptan	\$ 47.623	
Maintenance	\$ 2.991.659	
Administration	\$ 50.000	
Total		\$ 3.775.904

6.3 Revenue

Revenue atau pendapatan merupakan sejumlah uang yang diterima dari hasil penjualan produk baik dalam bentuk barang maupun jasa. Dalam tugas akhir ini pendapatan yang diterima berasal dari sektor jasa, yaitu jasa pelabuhan dan jasa terminal penerima LPG. Variasi dilakukan pada harga jasa terminal penerima yaitu sebesar \$18, \$18.5, \$19, dan \$20 untuk setiap MT pemindahan LPG sampai menuju truk, dengan periode pengoperasian yang divariasikan pula yaitu 10 tahun, 12 tahun, dan 15 tahun untuk setiap variasi harga jasa terminal penerima. Tabel 6.3 dibawah ini menunjukkan jenis jasa pelabuhan yang disediakan dan tarif masing-masing jasa tersebut.

Tabel 6.3 Daftar Tarif Jasa Pelabuhan

Jenis Jasa	Tarif (Rp)	Tarif (USD)	Satuan
Jasa Dermaga	Rp. 1.073	\$ 0.08	Per metric ton
Jasa Tambat	Rp. 120	\$ 0.009	Per GT Per Etmal
Jasa Penimbangan Truk	Rp. 3.000	\$ 0.22	Per metric ton

Sumber : PT. Krakatau Bandar Samudera

6.4 Depresiasi

Depresiasi merupakan penurunan nilai suatu aset oleh sebab waktu dan pemakaian. Depresiasi sebenarnya adalah pengeluaran bukan tunai yang termasuk dalam pengeluaran yang dikenakan sebelum pajak. Besarnya depresiasi yang dikenakan terhadap suatu aset didasarkan pada nilai investasi aset, estimasi masa pakai, nilai sisa aset, dan metode depresiasi yang digunakan. Tidak semua jenis aset dapat didepresiasi, syarat-syarat yang harus dipenuhi agar suatu aset dapat didepresiasi adalah : (Pujawan, 2009)

- a) Aset tersebut memperoleh penghasilan
- b) Memiliki nilai ekonomis
- c) Memiliki nilai ekonomis lebih dari satu tahun
- d) Merupakan sesuatu yang digunakan dan nilainya menurun karena sebab alamiah

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menghitung nilai depresiasi, pada tugas akhir ini metode yang digunakan untuk menghitung nilai depresiasi adalah metode Garis Lurus. Metode ini didasarkan pada asumsi nilai dari suatu aset berkurang secara linier terhadap waktu atau umur dari aset tersebut. Metode ini dapat dinyatakan dalam bentuk rumus yang dapat dilihat pada persamaan dibawah ini.

$$Dt = \frac{P - S}{N} \quad (2.9)$$

Dimana :

- Dt = Besar depresiasi tahun ke-t
- P = nilai awal aset
- S = nilai akhir aset
- N = masa pengoperasian aset dalam tahun

6.5 Aliran Kas Sebelum Pajak

Before Tax Cashflow (BTCF) merupakan nilai pemasukan sebelum pajak yang didapatkan dari nilai pendapatan (*revenue*) dikurangi biaya operasional. Sebagai contoh pada skenario 1 dengan harga jasa \$18 dan masa operasional fasilitas 10 tahun, memiliki *revenue* sebesar \$7.091.186,9 dan biaya operasional sebesar \$4.319.842,3 sehingga dapat dihitung nilai aliran kas sebelum pajak adalah sebesar \$2.771.344,6.

6.6 Nilai Pajak

Tarif pajak diatur dalam Peraturan Pemerintah No. 46 Tahun 2013 tentang pajak penghasilan dari suatu badan usaha. Nilai tarif pajak diklasifikasikan berdasarkan penghasilan bruto atau penghasilan kotor suatu perusahaan. Klasifikasi tersebut terdapat pada tabel 6.4 dibawah ini.

Tabel 6.4 PP No. 46 Tahun 2013

Penghasilan Kotor	Tarif Pajak
Kurang dari Rp. 48 M	1% x Penghasilan Kotor
Lebih dari Rp. 48 M s/d Rp. 50 M	{0.25 – (0.6 M / Penghasilan kotor)} x PKP
Lebih dari Rp. 50 M	25% x PKP

Sumber : Peraturan Pemerintah

Berdasarkan tabel 6.4 diatas, penghasilan kotor merupakan pendapatan dikurangi pengeluaran, sedangkan PKP merupakan Penghasilan Kena Pajak yaitu penghasilan kotor dikurangi nilai depresiasi.

6.7 Nilai Aliran Kas

Aliran kas atau *cash flow* atau *proceeds* merupakan penjumlahan dari pemasukan dan pengeluaran dari suatu usaha. Pada tugas akhir ini, nilai *proceeds* dihitung dari *After Tax Cash Flow* (ATCF) ditambah dengan nilai depresiasi.

6.8 Faktor Diskonto

Faktor diskonto digunakan untuk menjadikan nilai yang akan datang (*future value*) menjadi nilai sekarang (*present value*). Untuk menghitung faktor diskonto dapat menggunakan rumus seperti dibawah ini.

$$DF = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (2.12)$$

Dimana :

DF = Faktor diskonto

i = nilai suku bunga

n = perbedaan tahun

6.9 Payback Period

Payback Period digunakan untuk menunjukkan jumlah periode dalam bentuk tahun yang diperlukan untuk mengembalikan biaya investasi awal aset dengan tingkat pengembalian tertentu. Pada tugas akhir ini perhitungan *payback period* didasarkan oleh aliran kas tahunan. Untuk dapat menghitung *payback period* digunakan rumus sebagai berikut : (Gosal, 2011)

$$PP = \frac{\text{Investasi awal}}{\text{arus kas}} \times 1 \text{ tahun} \quad (6.1)$$

Persamaan diatas dapat digunakan apabila arus kas per tahun jumlahnya sama. Namun, pada tugas akhir ini dikarenakan arus kas pertahunnya berbeda, maka rumus *payback period* yang digunakan adalah seperti yang terdapat dibawah ini :

$$PP = n + \frac{(a-b)}{(c-b)} \times 1 \text{ tahun} \quad (2.13)$$

Dimana :

PP : *Payback Period*

n : Tahun terakhir jumlah arus kas bernilai negatif

a : Jumlah investasi awal

b : Jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke-n

c : Jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke-(n+1)

Indikator *payback period* :

- a) Periode pengembalian lebih cepat dari waktu yang ditentukan = layak
- b) Periode pengembalian lebih lama atau melebihi waktu yang ditentukan = tidak layak
- c) Apabila proyek lebih dari satu, maka periode dengan tingkat pengembalian lebih cepat yang diambil

6.10 Net Present Value

Net Present Value merupakan selisih antara pengeluaran dan pemasukan yang telah terdiskon. NPV merupakan arus kas yang diperkirakan pada masa yang akan datang yang didiskonkan pada saat ini. Untuk dapat menghitung NPV dapat menggunakan rumus yang terdapat pada persamaan di bawah ini :

$$NPV = \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (2.14)$$

Dimana :

- R_t = Arus kas bersih
- i = suku bunga diskonto
- t = waktu arus kas

Perhitungan tersebut dapat dilakukan dengan menjumlahkan nilai aliran kas yang terdiskon dari awal tahun operasional hingga akhir tahun operasional. Dalam pengambilan keputusan, NPV merupakan salah satu indikator dari seberapa besar nilai investasi suatu proyek. Apabila nilai NPV yang dihasilkan dari perhitungan bernilai $NPV > 0$ maka proyek tersebut layak untuk dijalankan.

6.11 Internal Rate of Return

IRR merupakan salah satu kriteria perhitungan keekonomian yang berhubungan dengan NPV. Untuk mendapatkan nilai IRR dilakukan perhitungan pada tingkat diskonto berapakah NPV bernilai nol. Pada tugas akhir ini nilai IRR dihitung dengan menggunakan fungsi Ms. Excel yaitu $=IRR(\text{nilai aliran kas})$. Sehingga, untuk mendapatkan nilai $NPV > 0$ maka nilai IRR harus sama dengan atau lebih besar dari nilai suku bunga bank.

6.12 Perhitungan Keekonomian

Perhitungan keekonomian yang dilakukan pada Bab VI ini dihitung dengan menggunakan sudut pandang penyedia terminal penerima LPG. *Capital Expenditure* yang dihitung meliputi komponen yang diperlukan oleh terminal penerima LPG seperti, tangki penyimpanan, pompa LPG, *Marine Loading Arm*, dan lain sebagainya, sesuai dengan yang terdapat pada tabel 6.1

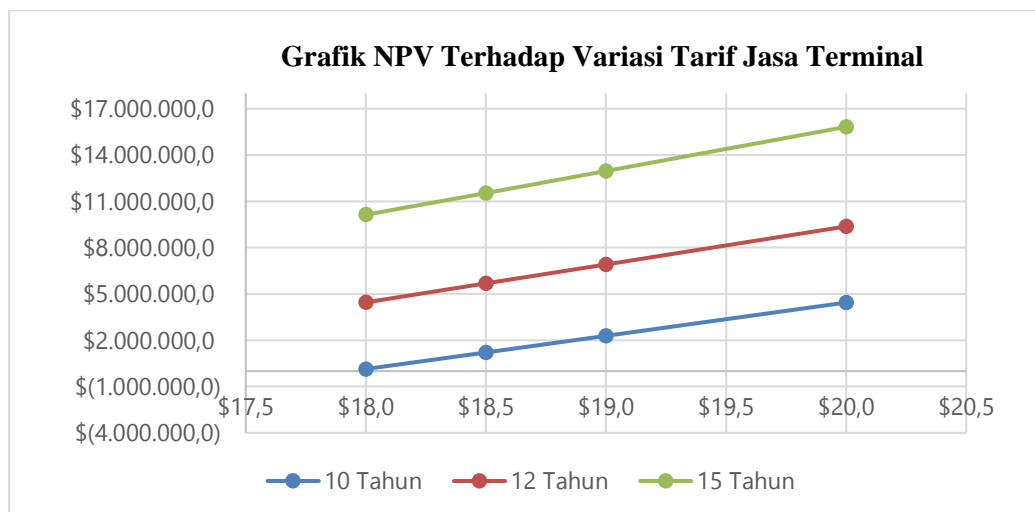
Keekonomian dilakukan dengan memvariasikan harga jasa terminal penerima LPG dengan harga \$18, \$18.5, \$19, \$20 dan periode operasional terminal penerima selama 10 tahun, 12 tahun, dan 15 tahun.

Tabel 6.5 di bawah ini merupakan hasil perhitungan keekonomian yang menunjukkan nilai NPV, IRR, dan PP sesuai dengan variasi-variasi yang sebelumnya telah dibuat.

Tabel 6.5 Perhitungan Keekonomian Sesuai Variasi

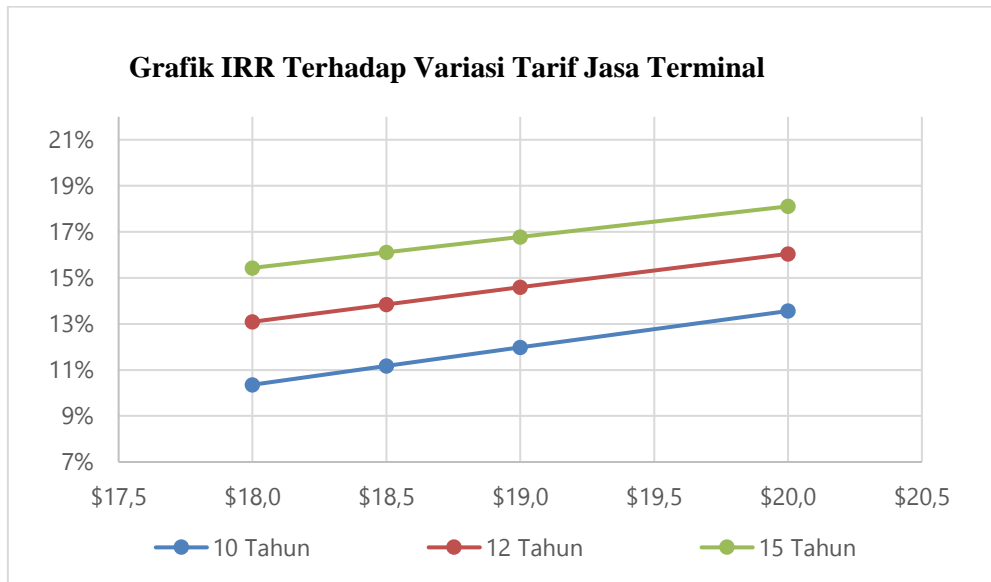
Periode	Harga	NPV	PP	IRR
10	\$ 18,0	\$ 137.574,5	6,5	10%
10	\$ 18,5	\$ 1.213.700,3	6,3	11%
10	\$ 19,0	\$ 2.289.826,1	6,1	12%
10	\$ 20,0	\$ 4.442.077,6	5,7	14%
12	\$ 18,0	\$ 4.453.652,1	6,5	13%
12	\$ 18,5	\$ 5.683.825,1	6,3	14%
12	\$ 19,0	\$ 6.913.998,2	6,1	15%
12	\$ 20,0	\$ 9.374.344,2	5,7	16%
15	\$ 18,0	\$ 10.133.562,3	6,5	15%
15	\$ 18,5	\$ 11.534.542,0	6,3	16%
15	\$ 19,0	\$ 12.962.661,7	6,1	17%
15	\$ 20,0	\$ 15.818.901,1	5,7	18%

Berdasarkan tabel 6.5 diatas, dapat dilihat bahwa kenaikan nilai NPV berbanding lurus dengan kenaikan tarif terminal penerima LPG. Nilai tersebut juga berpengaruh terhadap kenaikan nilai IRR, dikarenakan IRR merupakan nilai yang dapat membuat nilai NPV bernilai nol, maka dari itu apabila nilai NPV semakin besar, maka IRR pun akan semakin besar pula, dikarenakan dibutuhkan presentase yang lebih besar untuk membuat NPV yang semakin besar bernilai nol. Di sisi lain, nilai *Payback Period* menjadi semakin kecil saat tarif terminal penerima mengalami kenaikan. Hal tersebut menandakan bahwa dengan adanya kenaikan harga jasa terminal penerima tersebut, akan berpengaruh kepada aliran kas yang menyebabkan *Payback Period* menjadi semakin cepat.



Gambar 6.1 Grafik Perbandingan NPV Terhadap Variasi Tarif Jasa Terminal

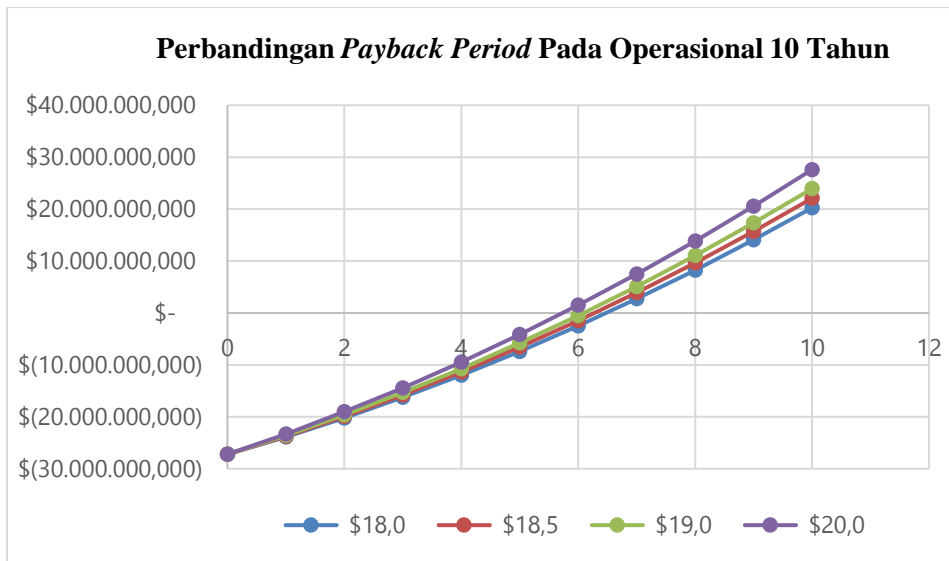
Grafik 6.1 menggambarkan hubungan antara nilai NPV dengan variasi yang dilakukan kepada tarif jasa terminal. Garis berwarna biru menunjukkan nilai NPV dengan periode operasional selama 10 tahun, garis berwarna merah menunjukkan nilai NPV dengan periode 12 tahun, dan garis berwarna hijau menunjukkan nilai NPV dengan periode operasional 15 tahun. Dari grafik tersebut dapat ditarik kesimpulan bahwa dengan dilakukannya variasi tarif jasa terminal penerima dengan melakukan penambahan kepada harga tarif tersebut, maka nilai NPV yang dihasilkan akan berbanding lurus dengan variasi yang dilakukan, yaitu mengalami kenaikan.



Gambar 6.2 Grafik Perbandingan IRR Terhadap Variasi Tarif Jasa Terminal

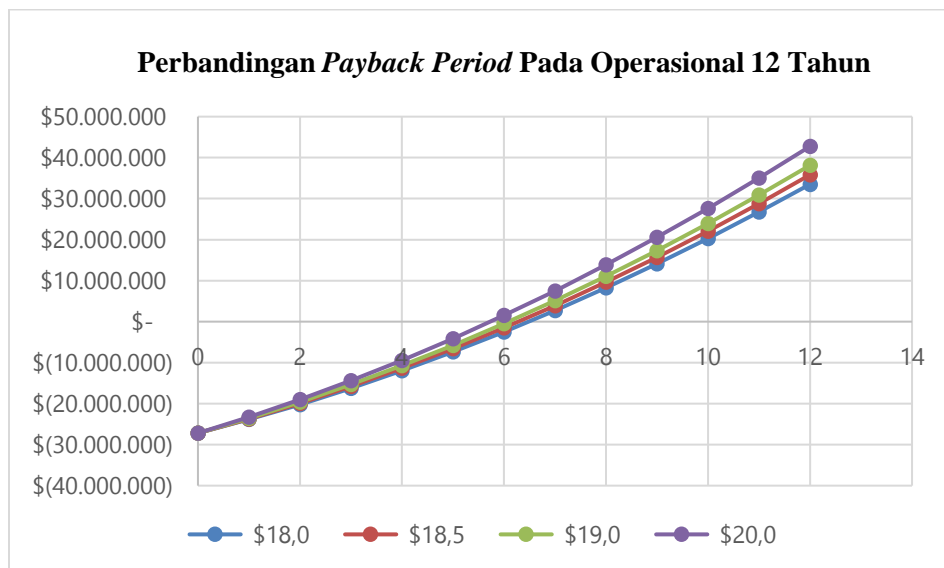
Grafik 6.2 diatas menunjukkan hubungan antara nilai IRR dengan variasi yang dilakukan kepada tarif jasa terminal. Garis berwarna biru menunjukkan nilai IRR dengan periode operasional selama 10 tahun, garis berwarna merah menunjukkan nilai IRR dengan periode 12 tahun, dan garis berwarna hijau menunjukkan nilai IRR dengan periode operasional selama 15 tahun.

Dari grafik diatas dapat ditarik kesimpulan bahwa dengan dilakukannya variasi terhadap tarif jasa terminal penerima dengan melakukan penambahan kepada tarif tersebut, maka presentase nilai IRR yang dihasilkan akan berbanding lurus dengan variasi tarif yang dilakukan, yaitu mengalami kenaikan. Hal ini dapat diartikan bahwa semakin besar tarif yang dikenakan maka semakin besar pula nilai IRR yang dihasilkan.



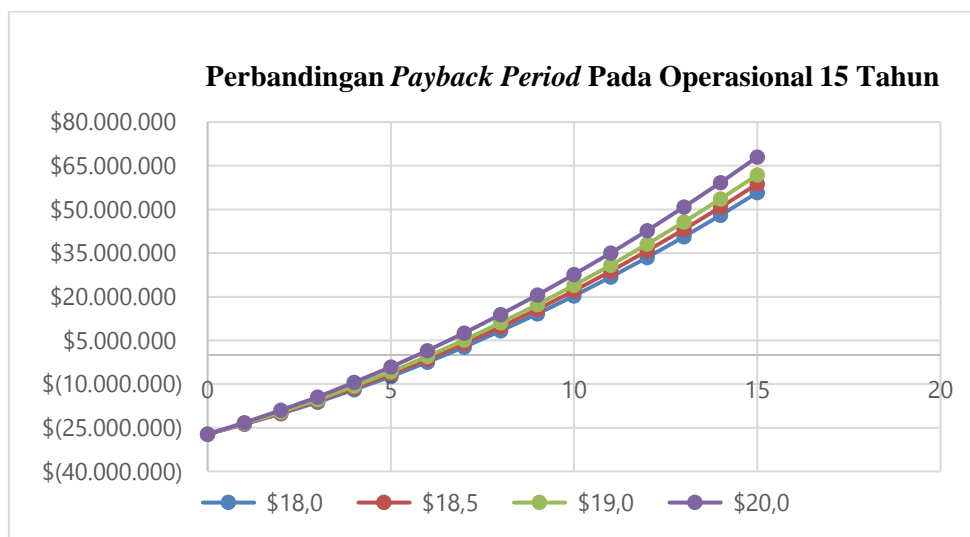
Gambar 6.3 Grafik Perbandingan PP Pada Operasional 10 Tahun

Gambar 6.3 menunjukkan perbandingan *payback period* pada periode operasional 10 tahun. Sumbu x pada grafik menunjukkan nilai tahun pengembalian. Sedangkan, sumbu y menunjukkan nilai *balance* yang digunakan untuk menghitung nilai *payback period*. Berdasarkan grafik diatas, dapat ditarik kesimpulan bahwa besarnya tarif jasa terminal yang diberlakukan, maka dapat berpengaruh terhadap lamanya waktu pengembalian investasi. Semakin besar nilai tarif terminal, maka akan menghasilkan *payback period* yang lebih cepat.



Gambar 6.4 Grafik Perbandingan PP Pada Operasional 12 Tahun

Gambar 6.4 menunjukkan perbandingan *payback period* pada periode operasional 12 tahun. Sama halnya dengan Gambar 6.3, grafik perbandingan ini menunjukkan bahwa setiap penambahan yang dilakukan kepada tarif jasa terminal, akan mempengaruhi nilai *payback period*. Semakin besar tarif yang diberlakukan, maka akan semakin cepat pula investasi dapat kembali.



Gambar 6.5 Perbandingan PP Pada Operasional 15 Tahun

Gambar 6.5 diatas menunjukkan grafik perbandingan *payback period* pada periode operasional 15 tahun. Sama seperti Gambar 6.3 dan Gambar 6.4, grafik perbandingan ini membandingkan tarif jasa terminal yang diberlakukan dengan periode pengembalian investasi yang ditunjukkan dalam tahun. Berdasarkan Gambar 6.5 dapat disimpulkan bahwa semakin besar nilai tarif jasa yang dikenakan, maka akan memberikan dampak semakin cepat pula investasi yang dilakukan akan kembali.

6.13 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui seberapa sensitif suatu keputusan yang dilkauan terhadap perubahan-perubahan yang terjadi, yang dapat mempengaruhi parameter-parameter keekonomian. Dikarenakan besarnya nilai yang ada dalam studi ekonomi biasanya diestimasikan atau diasumsikan, maka hal tersebut dapat dipastikan tidak dapat terlepas dari faktor kesalahan. Oleh karena itu, analisis sensitivitas ini dinilai perlu dilakukan. Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah beberapa nilai dari parameter-parameter yang ada, kemudian akan dilihat bagaimana pengaruhnya terhadap kelayakan suatu alternatif investasi. Contoh faktor-faktor yang perubahannya dapat memepengaruhi keputusan adalah nilai investasi, aliran kas, tingkat pajak, dan umur operasional.

Pada tugas akhir ini, analisis sensitivitas dilakukan dengan melakukan penambahan nilai CAPEX dan OPEX sebesar 5%, 10% , 20%, dan 30%. Kemudian, dengan dilakukannya penambahan nilai tersebut, akan dilihat bagaimana pengaruhnya terhadap nilai NPV, IRR dan PP yang dihasilkan oleh penambahan nilai tersebut.

Tabel 6.6 menyajikan hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan dengan menambahkan nilai CAPEX dan OPEX dari 0% hingga 30% pada periode operasional 10 tahun dengan harga jasa terminal yang dikenakan sebesar \$18.

Tabel 6.6 Perhitungan Sensitivitas Periode 10 Tahun Harga \$18

Analisis Sensitivitas Pada Periode 10 Tahun dengan Harga \$18				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 137.574,5	10%	6,5
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ (2.079.648,5)	9%	6,9
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ (4.291.077,0)	7%	7,4
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (8.713.933,9)	4%	8,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (13.136.790,8)	2%	9,4

Tabel 6.6 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$18 dengan periode operasional selama 10 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 10%, 20% dan 30% dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Hal tersebut juga berpengaruh terhadap nilai IRR yang semakin menurun seiring dengan penambahan nilai CAPEX dan OPEX. Di sisi lain, nilai *payback period* mengalami peningkatan, yang berarti bahwa periode pengembalian investasi menjadi lebih lama.

Tabel 6.7 Perhitungan Sensitivitas Periode 10 Tahun Harga \$18,5

Analisis Sensitivitas Pada Periode 10 Tahun dengan Harga \$18,5				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 1.213.700,3	11%	6,3
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ (1.003.522,8)	10%	6,7
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ (3.214.951,2)	8%	7,1
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (7.637.808,1)	5%	8,1
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (12.060.665,0)	2%	9,1

Tabel 6.7 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$18,5 dengan periode operasional selama 10 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 10%, 20% dan 30% dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Selain berpengaruh pada nilai NPV, penambahan nilai tersebut juga berpengaruh pada nilai IRR yang semakin menurun, dan *payback period* yang menjadi lebih lama.

Tabel 6.8 Perhitungan Sensitivitas Periode 10 Tahun Harga \$19

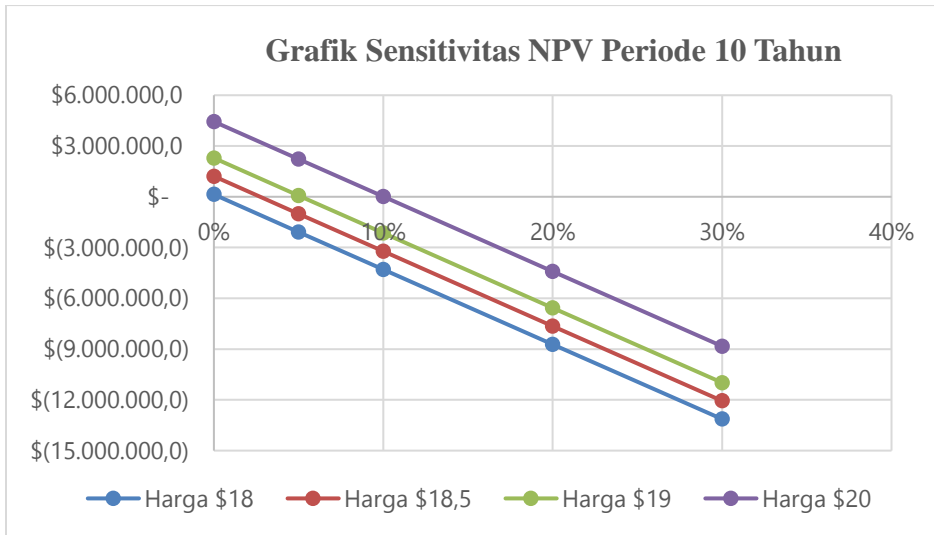
Analisis Sensitivitas Pada Periode 10 Tahun dengan Harga \$19				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 2.289.826,1	12%	6,1
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 72.603,0	10%	6,5
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ (2.138.825,4)	9%	6,9
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (6.561.682,3)	6%	7,8
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (10.984.539,2)	3%	8,9

Tabel 6.8 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$19 dengan periode operasional selama 10 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 10%, 20% dan 30% dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Selain berpengaruh pada nilai NPV, penambahan nilai tersebut juga berpengaruh pada nilai IRR yang semakin menurun, dan *payback period* yang menjadi lebih lama.

Tabel 6.9 Perhitungan Sensitivitas Periode 10 Tahun Harga \$20

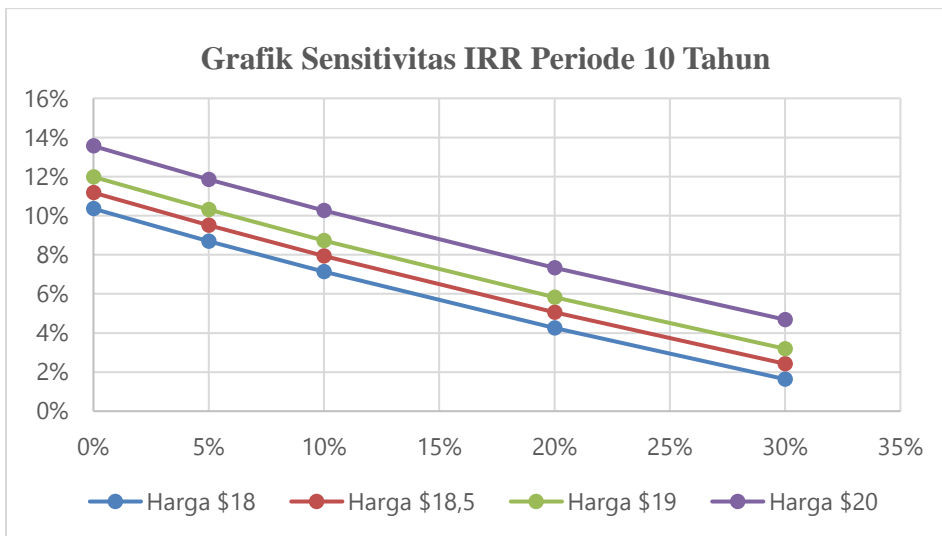
Analisis Sensitivitas Pada Periode 10 Tahun dengan Harga \$20				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 4.442.077,6	14%	5,7
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 2.224.854,6	12%	6,1
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 13.426,1	10%	6,5
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (4.409.430,8)	7%	7,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (8.832.287,7)	5%	8,3

Tabel 6.9 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$20 dengan periode operasional selama 10 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 20% dan 30% dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Hal tersebut juga berpengaruh terhadap nilai IRR yang semakin menurun seiring dengan penambahan nilai CAPEX dan OPEX. Di sisi lain, nilai *payback period* mengalami peningkatan, yang berarti bahwa periode pengembalian investasi menjadi lebih lama.



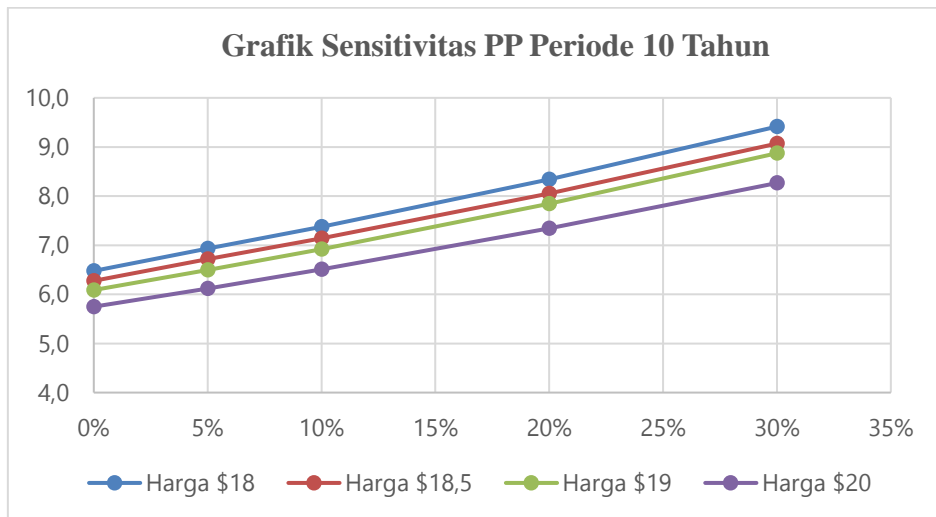
Gambar 6.6 Grafik Sensitivitas NPV Periode 10 Tahun

Gambar 6.6 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 10 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara NPV dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi nilai NPV yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka NPV yang didapatkan akan semakin kecil, bahkan bernilai negatif. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang menurun.



Gambar 6.7 Gambar Grafik Sensitivitas IRR Periode 10 Tahun

Gambar 6.7 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 10 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara IRR dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi presentase IRR yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka presentase IRR yang didapatkan akan semakin kecil. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang menurun.



Gambar 6.8 Grafik Sensitivitas PP Periode 10 Tahun

Gambar 6.8 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 10 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara PP dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi nilai PP yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka nilai PP yang didapatkan akan semakin besar. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang meningkat, yang menandakan waktu pengembalian investasi yang semakin lama.

Tabel 6.10 Perhitungan Sensitivitas Periode 12 Tahun Harga \$18

Analisis Sensitivitas Pada Periode 12 Tahun dengan Harga \$18				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 4.453.652,1	13%	6,5
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 2.144.322,0	12%	6,9
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ (158.251,4)	10%	7,4
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (4.763.398,3)	8%	8,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (9.368.545,1)	5%	9,4

Tabel 6.10 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$18 dengan periode operasional selama 12 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 10%, 20% dan 30% dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Hal tersebut juga berpengaruh terhadap nilai IRR yang semakin menurun seiring dengan penambahan nilai CAPEX dan OPEX. Di sisi lain, nilai *payback period* mengalami peningkatan, yang berarti bahwa periode pengembalian investasi menjadi lebih lama.

Tabel 6.11 Perhitungan Sensitivitas Periode 12 Tahun Harga \$18,5

Analisis Sensitivitas Pada Periode 12 Tahun dengan Harga \$18,5				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 5.683.825,1	14%	6,3
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 3.374.495,1	12%	6,7
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 1.071.921,6	11%	7,1
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (3.533.225,2)	8%	8,1
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (8.138.372,1)	6%	9,1

Tabel 6.11 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$18,5 dengan periode operasional selama 12 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 20% dan 30% dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Selain berpengaruh pada nilai NPV, penambahan nilai tersebut juga berpengaruh pada nilai IRR yang semakin menurun, dan *payback period* yang menjadi lebih lama.

Tabel 6.12 Perhitungan Sensitivitas Periode 12 Tahun Harga \$19

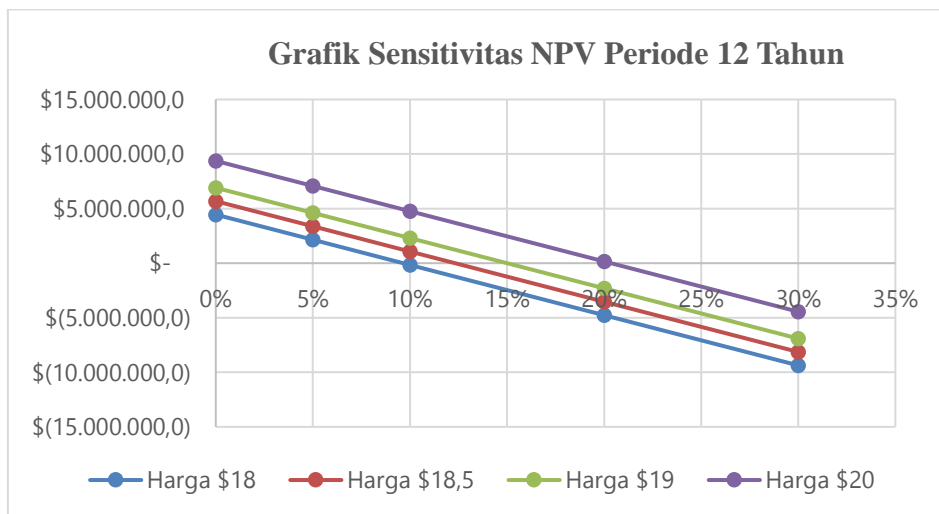
Analisis Sensitivitas Pada Periode 12 Tahun dengan Harga \$19				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 6.913.998,2	15%	6,1
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 4.604.668,1	13%	6,5
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 2.302.094,7	12%	6,9
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (2.303.052,2)	9%	7,8
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (6.908.199,0)	7%	8,9

Tabel 6.12 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$19 dengan periode operasional selama 12 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 20% dan 30% dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Hal tersebut juga berpengaruh terhadap nilai IRR yang semakin menurun seiring dengan penambahan nilai CAPEX dan OPEX. Di sisi lain, nilai *payback period* mengalami peningkatan, yang berarti bahwa periode pengembalian investasi menjadi lebih lama.

Tabel 6.13 Perhitungan Sensitivitas Periode 12 Tahun Harga \$20

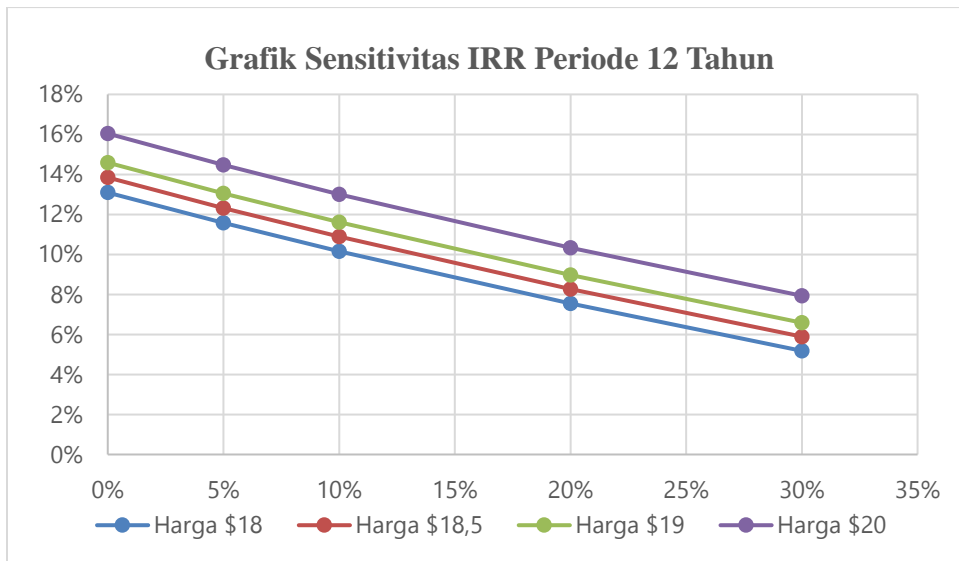
Analisis Sensitivitas Pada Periode 12 Tahun dengan Harga \$20				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 9.374.344,2	16%	5,7
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 7.065.014,2	14%	6,1
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 4.762.440,7	13%	6,5
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 157.293,9	10%	7,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (4.447.853,0)	8%	8,3

Tabel 6.13 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$20 dengan periode operasional selama 12 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 30% baru dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Selain berpengaruh pada nilai NPV, penambahan nilai tersebut juga berpengaruh pada nilai IRR yang semakin menurun, dan *payback period* yang menjadi lebih lama.



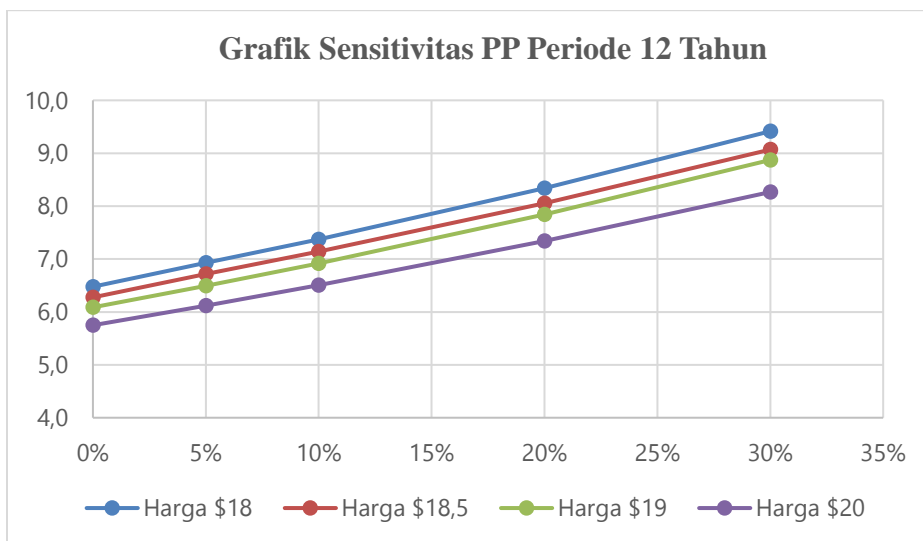
Gambar 6.9 Grafik Sensitivitas NPV Periode 12 Tahun

Gambar 6.9 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 12 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara NPV dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi nilai NPV yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka NPV yang didapatkan akan semakin kecil, bahkan bernilai negatif. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang menurun.



Gambar 6.10 Grafik Sensitivitas IRR Periode 12 Tahun

Gambar 6.10 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 12 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara presentase IRR dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi nilai IRR yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka presentase IRR yang didapatkan akan semakin kecil. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang menurun.



Gambar 6.11 Grafik Sensitivitas PP Periode 12 Tahun

Gambar 6.11 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 12 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara PP dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi nilai PP yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka nilai PP yang didapatkan akan semakin besar. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang meningkat, yang menandakan bahwa waktu pengembalian investasi yang semakin lama.

Tabel 6.14 Perhitungan Sensitivitas Periode 15 Tahun Harga \$18

Analisis Sensitivitas Pada Periode 15 Tahun dengan Harga \$18				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 10.133.562,3	15%	6,5
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 7.715.657,6	14%	6,9
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 5.305.750,0	13%	7,4
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 485.934,7	10%	8,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (4.333.880,5)	8%	9,4

Tabel 6.14 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$18 dengan periode operasional selama 15 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 5%, 10%, dan 20% membuat nilai NPV bernilai positif dan penambahan 30% membuat NPV menjadi negatif. Namun, dengan penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase mulai dari 0% hingga 30% dapat membuat nilai IRR menjadi semakin menurun. Di sisi lain, nilai *payback period* mengalami peningkatan, yang berarti bahwa periode pengembalian investasi menjadi lebih lama.

Tabel 6.15 Perhitungan Sensitivitas Periode 15 Tahun Harga \$18,5

Analisis Sensitivitas Pada Periode 15 Tahun dengan Harga \$18,5				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 11.534.542,0	16%	6,3
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 9.116.637,3	15%	6,7
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 6.706.729,7	13%	7,1
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 1.886.914,4	11%	8,1
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (2.932.900,8)	9%	9,1

Tabel 6.15 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$18,5 dengan periode operasional selama 15 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa dengan adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 5%, 10%, dan 20% tetap memberikan nilai NPV yang positif, sedangkan penambahan 30% membuat NPV bernilai negatif.

Dengan penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase mulai dari 0% hingga 30% dapat membuat nilai IRR menjadi semakin menurun. Di sisi lain, nilai *payback period* mengalami peningkatan, yang berarti bahwa periode pengembalian investasi menjadi lebih lama.

Tabel 6.16 Perhitungan Sensitivitas Periode 15 Tahun Harga \$19

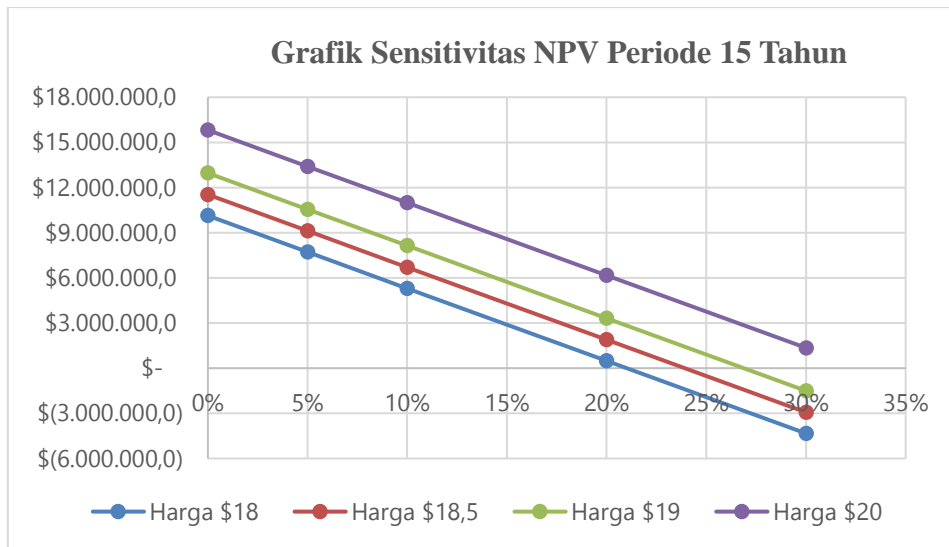
Analisis Sensitivitas Pada Periode 15 Tahun dengan Harga \$19				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 12.962.661,7	17%	6,1
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 10.544.757,1	15%	6,5
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 8.134.849,4	14%	6,9
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 3.315.034,2	12%	7,8
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (1.504.781,1)	10%	8,9

Tabel 6.16 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$19 dengan periode operasional selama 15 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 5%, 10%, dan 20% tetap menghasilkan nilai NPV positif, dan penambahan sebesar 30% membuat NPV menjadi negatif. Dengan penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase mulai dari 0% hingga 30% dapat membuat nilai IRR menjadi semakin menurun. Di sisi lain, nilai *payback period* mengalami peningkatan, yang berarti bahwa periode pengembalian investasi menjadi lebih lama.

Tabel 6.17 Perhitungan Sensitivitas Periode 15 Tahun Harga \$20

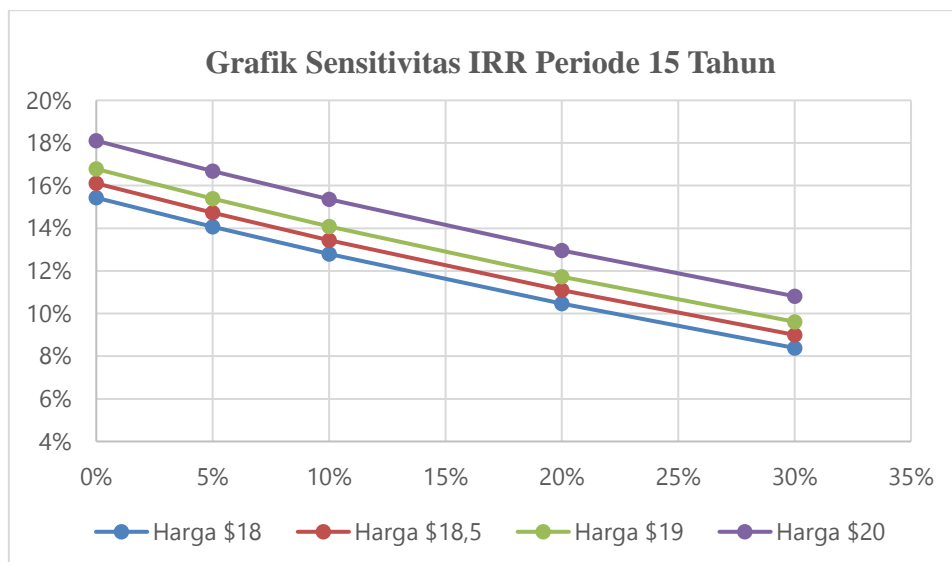
Analisis Sensitivitas Pada Periode 15 Tahun dengan Harga \$20				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 15.818.901,1	18%	5,7
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 13.400.996,5	17%	6,1
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 10.991.088,9	15%	6,5
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 6.171.273,6	13%	7,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ 1.351.458,3	11%	8,3

Tabel 6.17 menunjukkan tabel hasil perhitungan sensitivitas yang dilakukan pada harga \$19 dengan periode operasional selama 15 tahun. Berdasarkan tabel tersebut dapat dilihat bahwa adanya penambahan CAPEX dan OPEX sebesar 5%, 10%, 20% dan 30% tidak dapat membuat nilai NPV menjadi negatif. Namun, dengan penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase mulai dari 0% hingga 30% dapat membuat nilai IRR menjadi semakin menurun. Di sisi lain, nilai *payback period* mengalami peningkatan, yang berarti bahwa periode pengembalian investasi menjadi lebih lama.



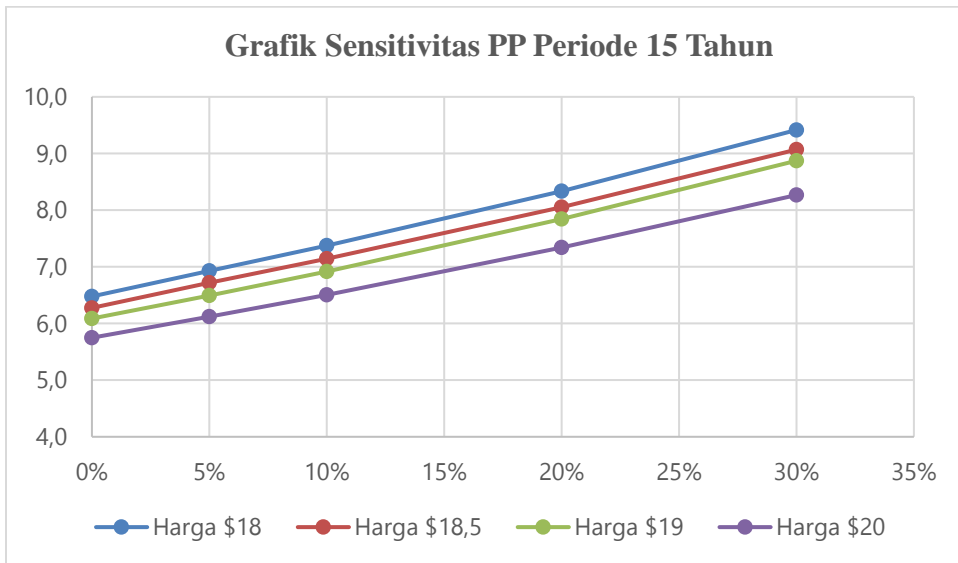
Gambar 6.12 Grafik Sensitivitas NPV Periode 15 Tahun

Gambar 6.12 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 15 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara NPV dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi nilai NPV yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka NPV yang didapatkan akan semakin menurun, namun tidak sampai bernilai negatif. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang menurun.



Gambar 6.13 Grafik Sensitivitas IRR Periode 15 Tahun

Gambar 6.13 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 15 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara presentase IRR dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi presentase IRR yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka IRR yang didapatkan akan semakin kecil. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang menurun.



Gambar 6.14 Grafik Sensitivitas PP Periode 15 Tahun

Gambar 6.14 menunjukkan grafik sensitivitas yang dilakukan pada periode operasional 15 tahun, dengan menggunakan variasi harga yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antara PP dengan pengaruhnya terhadap penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu. Berdasarkan grafik tersebut dapat dilihat bahwa dengan dilakukannya penambahan nilai CAPEX dan OPEX dapat mempengaruhi nilai PP yang dihasilkan. Semakin besar presentase yang ditambahkan, maka nilai PP yang didapatkan akan semakin besar. Hal tersebut ditandai dengan bentuk grafik yang meningkat, yang menandakan bahwa waktu pengembalian investasi yang semakin lama seiring dengan penambahan CAPEX dan OPEX dengan presentase tertentu.

BAB VII RISK MATRIX

7.1 Usulan *Risk Matrix*

Risk Matrix merupakan *qualitative risk assessment* yang dapat digunakan untuk melakukan penilaian secara kualitatif terhadap suatu risiko. *Risk Matrix* terdiri dari *consequences* dan *likelihood*, yang memiliki sejumlah *cell* tertentu sebagai klasifikasi dari suatu risiko. Konsekuensi merupakan akibat yang diterima dari suatu penyimpangan yang terjadi, sedangkan *likelihood* merupakan kemungkinan terjadinya konsekuensi tersebut. Pada tugas akhir ini, diusulkan *Risk Matrix* untuk Terminal Penerima LPG dengan menggunakan *Risk Matrix* dengan parameter konsekuensi sebagai berikut :

- a) Konsekuensi terhadap manusia
- b) Konsekuensi terhadap reputasi perusahaan
- c) Konsekuensi terhadap lingkungan
- d) Konsekuensi terhadap aset dan finansial

Pada tugas akhir ini, *risk matrix* yang diusulkan terbagi menjadi tiga daerah yang dibedakan berdasarkan warna yaitu, warna hijau menunjukkan level risiko rendah, warna kuning menunjukkan level risiko sedang, dan warna merah menunjukkan level risiko yang tinggi. Gambar 7.1 dibawah ini menunjukkan *risk matrix* yang diusulkan untuk Terminal Penerima LPG.

RISK LEVEL						
Likelihood	5	M	M	H	H	H
	4	M	M	M	H	H
	3	L	M	M	M	H
	2	L	L	M	M	M
	1	L	L	L	M	M
		1	2	3	4	5
KONSEKUENSI						

Gambar 7.1 *Risk Matrix*

Berdasarkan gambar diatas, terdapat 25 *cell* yang terbagi menjadi tiga daerah sesuai dengan tingkat risiko. Nilai konsekuensi dibuat dengan nilai 1 sampai 5, yang mana digunakan sebagai penilaian tingkat keparahan dengan nilai 1 yang merupakan keparahan paling rendah sampai dengan nilai 5 yang merupakan tingkat keparahan paling tinggi. Sedangkan, nilai *likelihood* juga dibuat dengan nilai 1 sampai 5, yang menunjukkan estimasi potensi terjadinya konsekuensi yang mana nilai 1 menunjukkan nilai potensi terjadi yang paling kecil sampai dengan nilai 5 yang merupakan nilai potensi terjadi yang paling tinggi. Tabel *likelihood* dan konsekuensi dari tiap-tiap parameter dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 7.1 Kriteria Likelihood

Likelihood			
Level	Kriteria	Kualitatif	Kuantitatif
1	Jarang Terjadi	Dapat diperkirakan terjadi pada suatu kondisi tertentu	Terjadi <1 kali hingga 1 kali dalam 15 tahun
2	Kemungkinan Kecil Terjadi	Mungkin terjadi pada suatu waktu. Belum terjadi tetapi dapat muncul	Terjadi 1 kali hingga >1 kali dalam 15 tahun
3	Mungkin Terjadi	Mungkin terjadi pada suatu waktu. Mungkin sudah terjadi pada terminal ini atau terminal lain	Terjadi 1 kali hingga >1 kali dalam 5 tahun
4	Kemungkinan Besar Terjadi	Dapat terjadi pada suatu waktu dengan mudah	Terjadi 1 kali hingga >1 kali dalam 1 tahun
5	Hampir Pasti Terjadi	Sering terjadi pada suatu waktu dengan mudah	Terjadi 1 kali hingga >1 kali dalam 1 bulan

Tabel 7.1 diatas merupakan tabel kriteria *Likelihood* yang diusulkan untuk terminal penerima LPG. Kriteria tersebut dibagi menjadi lima yaitu, jarang terjadi, kemungkinan kecil terjadi, mungkin terjadi, kemungkinan besar terjadi, dan hampir pasti terjadi. Kriteria yang digunakan dalam menentukan periode waktu adalah mengacu pada lamanya waktu operasional terminal penerima tersebut, yaitu selama 15 tahun.

Tabel 7.2 Konsekuensi Terhadap Manusia

Konsekuensi			
Level	Keterangan	Keparahan	Dampak
1	Tidak Signifikan	Kejadian tidak menimbulkan kerugian atau cedera	Tidak menyebabkan kehilangan hari kerja
2	Kecil	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adanya cedera ringan (dengan treatment medis First Aid). ▪ Tidak memberikan efek terhadap performa pekerjaan. ▪ Tidak menyebabkan kecacatan. 	Kehilangan hari kerja kurang dari 3 hari atau perawatan rumah sakit kurang dari 3 hari.
3	Sedang	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adanya cedera berat yang membutuhkan perawatan medis. ▪ Tidak menimbulkan cacat. ▪ Membutuhkan beberapa hari untuk penyembuhan. 	Kehilangan hari kerja lebih dari 3 hari atau perawatan rumah sakit selama 3-8 hari.
4	Besar	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mengakibatkan kecacatan yang membutuhkan penanganan medis khusus 	Kehilangan hari kerja > 1 bulan atau < 3 bulan
5	Sangat Besar	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mengakibatkan korban meninggal atau cacat permanen. ▪ Mengakibatkan banyak korban cedera. 	Kehilangan hari kerja selamanya.

Tabel 7.2 menunjukkan tabel konsekuensi terhadap manusia. Tingkat keparahan pada tabel tersebut dibagi menjadi lima level yaitu, tidak signifikan, kecil, sedang, besar, dan sangat besar. Dampak dan keparahan dari konsekuensi tersebut mengacu pada referensi PETRONAS *Technical Standard* dan *Risk Matrix* Terminal Penerima LPG Semarang yang disesuaikan dengan kondisi operasional Pelabuhan Cigading.

Tabel 7.3 Konsekuensi Terhadap Reputasi Perusahaan

Konsekuensi			
Level	Keterangan	Keparahan	Dampak
1	Tidak Signifikan	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tidak ada reaksi dari masyarakat ▪ Tidak ada perhatian media 	Tidak berdampak pada reputasi perusahaan
2	Kecil	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adanya perhatian media setempat dalam jangka waktu yang tidak lama 	Berpotensi timbulnya citra buruk terhadap operasional perusahaan
3	Sedang	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adanya perhatian media setempat dalam jangka waktu lebih lama yang berdampak pada persepsi masyarakat mengenai perusahaan 	Timbulnya citra buruk dari pemerintah setempat dan kelompok masyarakat
4	Besar	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adanya perhatian media nasional selama kurang dari 3 hari. ▪ Perhatian media setempat jangka panjang. ▪ Pemerintah turut andil atau berkomentar 	Timbulnya citra buruk dari media nasional. Munculnya potensi dikeluarkannya kebijakan pemerintah setempat yang membatasi perusahaan. Adanya pergerakan dari kelompok masyarakat
5	Sangat Besar	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adanya perhatian media internasional. ▪ Pemberitaan media nasional selama lebih dari 3 hari. ▪ Adanya andil pemerintah ▪ Pengadilan turut terlibat 	Timbulnya citra buruk dari media internasional. Munculnya potensi dikeluarkannya kebijakan nasional yang membatasi perusahaan.

Tabel 7.3 menunjukkan tabel konsekuensi terhadap reputasi perusahaan. Sama halnya seperti tabel 7.2, level konsekuensi pada tabel 7.3 tersebut dibagi menjadi lima level yaitu, tidak signifikan, kecil, sedang, besar, dan sangat besar. Dampak dan keparahan dari konsekuensi tersebut mengacu pada referensi PETRONAS *Technical Standard* dan HSE *Risk Assessment Tool and Guidance* yang disesuaikan dengan kondisi operasional dan reputasi Pelabuhan Cigading.

Tabel 7.4 Konsekuensi Terhadap Lingkungan

Konsekuensi			
Level	Keterangan	Keparahan	Dampak
1	Tidak Signifikan	<ul style="list-style-type: none"> Adanya kerusakan ringan pada lingkungan setempat 	Tidak berdampak pada finansial perusahaan
2	Kecil	<ul style="list-style-type: none"> Adanya kontaminasi terhadap lingkungan namun tidak berlangsung lama Tidak adanya efek permanen terhadap lingkungan 	Terdapat satu komplain
3	Sedang	<ul style="list-style-type: none"> Adanya kontaminasi yang berefek pada lingkungan sekitar Melanggar satu peraturan pemerintah mengenai lingkungan 	Munculnya banyak komplain
4	Besar	<ul style="list-style-type: none"> Timbulnya kerusakan lingkungan yang besar Meluasnya pelanggaran peraturan pemerintah mengenai lingkungan 	Perusahaan harus mengambil langkah untuk mengembalikan kerusakan lingkungan tersebut
5	Sangat Besar	<ul style="list-style-type: none"> Timbulnya kerusakan lingkungan yang besar, luas, secara terus menerus dengan jangka waktu yang lama Melanggar beberapa peraturan pemerintah mengenai lingkungan 	Kerugian besar terhadap aspek finansial perusahaan

Tabel 7.4 menunjukkan tabel konsekuensi yang ditimbulkan terhadap lingkungan. Sama halnya seperti tabel 7.2 dan 7.3, level konsekuensi pada tabel 7.4 tersebut dibagi menjadi lima level yaitu, tidak signifikan, kecil, sedang, besar, dan sangat besar. Dampak dan keparahan dari konsekuensi tersebut mengacu pada referensi *PETRONAS Technical Standard* dan *ADNOC Risk Matrix* yang disesuaikan dengan kondisi lingkungan sekitar Pelabuhan Cigading.

Tabel 7.5 Konsekuensi Terhadap Aset dan Finansial

Konsekuensi			
Level	Keterangan	Keparahan	Dampak
1	Tidak Signifikan	Partial shutdown selama 3 jam	Kerugian hingga mencapai \$10.000
2	Kecil	Partial shutdown selama 6 jam atau operasional 50% dari kondisi normal	Kerugian > \$10.000 atau < \$100.000
3	Sedang	Adanya gangguan sehingga mengharuskan shutdown selama < 3 hari	Kerugian hingga mencapai \$200.000
4	Besar	Adanya gangguan sehingga mengharuskan shutdown selama 1 minggu	Kerugian hingga mencapai \$500.000
5	Sangat Besar	Adanya gangguan sehingga mengharuskan shutdown selama 2 minggu	Kerugian hingga mencapai \$1.000.000

Tabel 7.5 menunjukkan tabel konsekuensi yang ditimbulkan terhadap aset dan finansial perusahaan. Sama halnya seperti tabel sebelumnya, level konsekuensi pada tabel 7.5 tersebut dibagi menjadi lima level yaitu, tidak signifikan, kecil, sedang, besar, dan sangat besar. Dampak dan keparahan dari konsekuensi tersebut mengacu pada referensi PETRONAS *Technical Standard* dan SSHE *Risk Management Standard* PTT Exploration and Production Public Company Ltd yang menyatakan bahwa kerugian finansial dapat dihitung dengan menggunakan parameter dengan tingkat keparahan *partial shutdown*, 1 hari *shutdown*, 1 minggu *shutdown* atau lebih. Dampak yang terjadi terhadap aset dan finansial ini disesuaikan dengan asumsi kondisi operasional terminal penerima LPG di Pelabuhan Cigading.

7.2 Representasi Risiko

Untuk dapat mengetahui level suatu risiko dalam sebuah *risk matrix*, maka perlu dilakukan representasi risiko dengan mensubstitusi parameter-parameter yang ada yaitu *likelihood* dan konsekuensi dengan skenario tertentu yang mungkin dapat terjadi. Pada proses representasi risiko, nilai *likelihood* ditentukan dari hasil perhitungan frekuensi *hazard* yang telah dihitung pada proses penilaian risiko, kemudian nilai *severity* atau tingkat keparahan ditentukan berdasarkan tabel masing-masing konsekuensi yang telah direncanakan. Pada tugas akhir ini, proses representasi risiko dilakukan dengan skenario yang merupakan contoh risiko yang mungkin terjadi. Hal tersebut didasarkan pada belum adanya penilaian risiko yang dilakukan pada terminal penerima LPG ini, sehingga nilai frekuensi dari bahaya yang mungkin ditimbulkan belum didapatkan nilainya. Contoh representasi *risk matrix* dapat dilihat pada gambar 7.2 dibawah ini.

Dengan menggunakan contoh skenario yang mungkin terjadi yaitu absennya suatu SIF dalam menjalankan fungsinya sebagai *safety device*, sehingga memungkinkan terjadinya kegagalan yang menyebabkan sistem dilakukan *shutdown* selama satu hari sehingga terminal penerima tidak dapat beroperasi dan hal tersebut terjadi pada tahun kelima operasional, maka representasi risikonya adalah :

RISK LEVEL						
Likelihood	5	M	M	H	H	H
	4	M	M	M	H	H
	3	L	M	M	M	H
	2	L	L	M	M	M
	1	L	L	L	M	M
		1	2	3	4	5
KONSEKUENSI						

Gambar 7.2 Contoh Representasi Risiko

Berdasarkan Gambar 7.2 diatas, hasil representasi risiko dari skenario yang telah dibuat menunjukkan level risiko berada pada daerah level risiko sedang. Skenario tersebut terjadi pada tahun kelima operasional sehingga dipilih *likelihood* 3 yang menyatakan hal tersebut terjadi 1 kali hingga >1 kali dalam periode 5 tahun. Kemudian nilai konsekuensi berada pada level 3 yaitu sedang yang menyatakan terjadinya *shutdown* selama <3 hari, dan hal tersebut mengakibatkan perusahaan mendapatkan kerugian hingga mencapai \$200.000.

BAB VIII

KESIMPULAN DAN SARAN

7.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisa data, pembahasan, dan perhitungan yang telah dilakukan dan disajikan pada bab sebelumnya, maka pada tugas akhir ini dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Perhitungan kapasitas dari desain konsep terminal penerima LPG dihitung berdasarkan hasil *forecasting* hingga 15 tahun kedepan, agar saat dioperasikan tidak memerlukan adanya kapasitas tambahan pada fasilitas terminal penerima. Berdasarkan hal tersebut maka dipilih lah sistem bongkat muat berupa MLA dengan kapasitas maksimal 330 MT/hr, sistem penyimpanan dengan kapasitas maksimal 10.000 m³, dan sistem distribusi dengan menggunakan 5 *filling station* agar dapat memenuhi distribusi LPG per hari sesuai dengan waktu operasional dan tidak menyebabkan antrian.
2. Untuk mendapatkan nilai SIL dari sebuah SIS dilakukan dengan menentukan target SIL dengan menggunakan metode *risk graph*. Kemudian perhitungan nilai SIL dilakukan dengan menggunakan *Fault Tree Analysis* dengan konfigurasi tertentu untuk mendapatkan nilai SIL yang sesuai dengan target SIL.
3. Besarnya nilai SIL pada suatu SIS berhubungan dengan bagaimana konfigurasi komponen-komponen penyusun SIS tersebut dipasang. Variasi jumlah komponen yang terpasang baik itu yang bekerja maupun *standby* akan menghasilkan nilai SIL yang berbeda. Semakin banyak komponen yang *standby* untuk menghindari terjadinya *failure* maka akan membuat nilai SIL semakin tinggi, yang menandakan bahwa sistem tersebut keselamatannya semakin baik. Namun, pemasangan konfigurasi tersebut harus sesuai dengan nilai target SIL.
4. Pada perhitungan keekonomian kapal yang dihitung dengan menggunakan variasi tahun operasional (10 tahun, 12 tahun, dan 15 tahun) serta variasi harga jasa terminal yaitu \$18, \$18,5, \$19, dan \$20 dengan parameter NPV, IRR dan PP menunjukkan bahwa semua skenario tersebut memungkinkan untuk dilakukan investasi.
5. Pada perhitungan analisis sensitivitas dengan melakukan penambahan nilai CAPEX dan OPEX yang dikombinasikan sebesar 0%, 5%, 10%, 20%, dan 30% menunjukkan bahwa investasi yang layak untuk dijalankan adalah investasi yang dioperasikan selama 15 tahun, baik itu dengan memberlakukan variasi harga jasa sebesar \$18, \$18,5, \$19, dan \$20.
6. Berdasarkan perhitungan keekonomian yang telah dilakukan dapat ditarik kesimpulan bahwa semakin besar nilai harga jasa yang diberlakukan, maka akan memberikan nilai NPV dan presentase IRR yang semakin besar, serta membuat PP menjadi semakin cepat.
7. Pada tugas akhir ini dihasilkan pula gambar P&ID sistem bongkar muat, sistem penyimpanan, dan sistem distribusi.

7.2 Saran

Berdasarkan analisa data, pembahasan, dan perhitungan yang telah dilakukan dan disajikan, terdapat beberapa saran yang dapat disampaikan oleh penulis, antara lain :

1. Penentuan nilai target SIL tidak hanya dapat menggunakan metode *risk graph* saja, terdapat beberapa metode lain yang dapat digunakan untuk menentukan nilai target SIL yaitu *Safety Layer Matrix*, *Layers of Protection Analysis* (LOPA), *Hazardous Event Severity Matrix*, dan lain sebagainya.
2. Apabila pada perhitungan sensitivitas keekonomian menghasilkan nilai NPV yang negatif, dapat dilakukan beberapa cara untuk membuat nilai NPV tersebut menjadi positif yaitu dengan menaikkan harga yang diberlakukan atau memperpanjang durasi operasional dari proyek tersebut.
3. Pada tugas akhir ini perhitungan dan desain yang dilakukan masih berada pada tahap konseptual dan tahap awal yang diasumsikan setara dengan *feasibility study*. Fiksasi terhadap perhitungan-perhitungan dan desain yang telah dibahas perlu dilakukan secara lebih detail dan lebih lanjut untuk dapat merealisasikan desain konsep ini. Hal tersebut sekaligus dapat menjadi objek apabila ingin mengembangkan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdillah, H. N., 2017. *Analisa Teknis dan Ekonomis Konversi Kapal LCT Menjadi Kapal Pengangkut LNG Non-Konvensional*. Surabaya: Insitut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Adesco, 2014. *Development of a Bulk LPG Import and Distribution Business in Puntland and Somaliland*, s.l.: Ministry of Environment Wildlife and Tourism.
- Aditya, E., 2012. *Miracles of Science*. [Online] Available at: miraclesphysics.com [Diakses 17 February 2018].
- Akbar, T. A., 2017. *Fire Risk Assessment of Terminal LPG Semarang*. Surabaya: Insitut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Akbar, T. A., 2017. *On Job Training Report Konsorsium CPO Terminal LPG Semarang*, Surabaya: s.n.
- Alibaba, 2018. *Alibaba*. [Online] [Diakses 3 Juni 2018].
- American Petroleum Institute, 2001. *Design and Construction of LPG Installation*. 8th penyunt. Washington: American Petroleum Institute.
- Ariana, I. M., Dinariyana, A. A. B., Widhi, D. & Dwi, G. B., 2016. *Rantai Pasok LNG : Pemanfaatan Gas Bumi sebagai Bahan Bakar Wahana Transportasi Laut*. Surabaya, Conference of Innovation and Industrial Applications.
- Artana, K. B., 2013. *Teori Keandalan Sistem Dan Aplikasinya*. 1st penyunt. Surabaya: Guna Widya.
- Asnawi, S. K. & Wijaya, C., 2018. *FINON (Finance for Non Finance)*. Jakarta: Rajawali Pers.
- Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, 2015. Pengembangan Energi untuk Mendukung Industri Hijau. Dalam: A. L. M. W. A. Agus Sugiyono, penyunt. *Outlook Energi Indonesia 2016*. Jakarta: Pusat Teknologi Sumber Daya Energi dan Industri Kimia, pp. 1-108.
- Biro Riset BUMN Center LM FEUI, 2012. *Analisis Industri Gas Nasional*. Depok, FEUI.
- Dystian Anggraini, I. N. P. N. I. A., t.thn. *Optimasi Konfigurasi Jaringan Supply Chain Hulu Gas LPG 3 Kg di Indonesia*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Feidhmeannacht na Seirbhíse Slainte, 2008. *Risk Assessment Tool and Guidance*, s.l.: s.n.

- Feng Wang, O. Y. R. Z. L. S., 2016. Method for Assigning Safety Integrity Level (SIL) During Design of Safety Instrumented Systems (SIS) From Database. *Jurnal of Loss Prevention in the Process Industries*, Volume 44, pp. 212-222.
- Fikri, F., 2017. *Pemodelan Distribusi Kapal LPG PT.Pertamina Untuk Memenuhi Rantai Pasok LPG di Indonesia Bagian Barat Menggunakan Metode Simulasi Diskrit*. Surabaya: Insitut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Gosal, M., 2011. *Cara Mudah Menilai Investasi*. [Online] Available at: easylearn2010.com [Diakses 27 June 2018].
- Gulland, W. G., 2014. Methods of Determining Safety Integrity Level (SIL) Requirements - Pros and Cons. *Proceedings of the Safety-Critical Systems Symposium*, pp. 1-16.
- Henry Pascal Magaline, A. J. H. A., t.thn. *Survei Mengenai Biaya Overhead Serta Faktor-Faktor yang Mempengaruhinya*, s.l.: Program Studi Teknik Sipil Universitas Kristen Petra.
- J.W Moon, Y. L. Y. J. E. H. H. C., 2007. *Cryogenic Refrigeration Cycle for Re-Liquefaction of LNG Boil-Off Gas*. Seoul, International Crycooler Conference.
- Katili, A. M. F., 2016. *Kajian Teknis dan Ekonomis Distribusi Gas Alam dari FSRU Menuju Superblok*. Surabaya: Insitut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2012. Dalam: *Kajian Supply Demand Energi*. Jakarta : Pusat Data dan Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral, pp. 1-70.
- KONSORSIUM CPO TERMINAL LPG SEMARANG, t.thn. *Tata Kerja Individu Penilaian Risiko + Kontrol dengan Metode Sistem Ranking*, SEMARANG: TERMINAL LPG SEMARANG.
- PETRONAS, 1996. *PETRONAS TECHINCAL STANDARD HEALTH, SAFETY & MANAGEMENT*, MALAYSIA: PETRONAS.
- Pitana, T., Gurning, S. & Fikri, F., 2017. Modelling of LPG Ship Distribution in Western of Indonesia using Discrete Simulation Method. *International Journal of Marine Engineering Innovation and Reserach*, I(3).
- Prakoso, A. B., 2016. *Hazard and Operability Study (HAZOP) dan Safety Integrity Level (SIL) dengan Metode Fault Tree Analysis (FTA) Pada Fuel Gas Superheat Burner Unit Ammonia PT. Petrokimia Gresik*. Surabaya: Insitut Teknologi Sepuluh Nopember.
- PTT Exploration and Production Public Company Ltd, 2014. *SSHE Risk Management Standard*, s.l.: s.n.
- Pujawan, I. N., 2009. *Ekonomi Teknik*. Surabaya: Guna Widya.

- Santoso, F. P., 2016. *Kajian Teknis dan Ekonomis Modifikasi Sistem Bahan Bakar Mesin Diesel Dual Fuel LNG-HSD Pada Kapal Penyeberangan : Case Study Lintasan Merak - Bakauheni*. Surabaya: Insitut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Satur, D. J., Jonghun, K. & ki, B. M., 2016. Cost Effective Alternative in Meeting the Required Safety Integrity Level (SIL). *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Volume 50, pp. 406-418.
- Satur, D. J. et al., 2016. Cost Effective Alternative in Meeting the Required Safety Integrity Level (SIL). *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Volume 50, pp. 406-418.
- Shagir, A., 2018. *Alif Shagir*. [Online] Available at: www.alifmh-shagir.com [Diakses 28 Januari 2018].
- Sikumbang, S., 2016. Desain Engineering Safety Instrumented System (SIS) Pada Furnace 5 (F05) Kilang Pusdiklat Migas. Dalam: *Forum Teknologi*. s.l.:Pusdiklat Migas, p. Vol 3 No 1.
- Solutions, B., 2018. *Bista Solutions*. [Online] Available at: www.bistasolutions.com [Diakses 18 Februari 2018].
- Stalony, V. E., 2011. *Veby Enandes Stalony*. [Online] Available at: vebyenande.com [Diakses 3 March 2018].
- Suheri, A., 2017. *Conceptual Design of Mini LNG Supply Chain For Power Plants in West Borneo*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Syukri, A., 2011. *Adlan Syukri*. [Online] Available at: adlansyukri.com [Diakses 05 Maret 2018].
- Titus Awokuse, T. I., 2017. Introduction to Time Series Forecasting. Dalam: *Using Statistical Data to Make Decisions*. Newark: University of Delaware, pp. 1-26.
- Torres-Echecerria, A. C., 2016. On the Use of LOPA and Risk Graphs for SIL Determination. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Volume 41, pp. 333-343.
- Torres-Echeverria, A., 2014. *On the Use of LOPA and Risk Graphs for SIL Determination*. Texas, 17th Annual International Symposium.
- Wiratmaja, I., 2016. *Kebijakan LPG 3 Kg*. Jakarta: Kementerian ESDM RI.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 1

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Perhitungan Jumlah Kebutuhan LPG Provinsi Banten dengan menggunakan metode *Trend Linear Projection*

$$F_t = a + bt$$

F = Prediksi permintaan periode t
 t = Periode
 b = Kemiringan garis (gradien)
 a = Nilai Y_t pada $t = 0$

$$\begin{aligned}\bar{x} &= \frac{\sum x}{n} \\ &= 28/7 = 4\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\bar{y} &= \frac{\sum y}{n} \\ &= 1553739 / 7 = 221962.7143\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}b &= \frac{\sum xy - n(\bar{x})(\bar{y})}{\sum x^2 - n\bar{x}^2} \\ b &= \frac{6868934 - (7)(4)(221962.7143)}{140 - (7)(4)^2} \\ b &= 23356.35714\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}a &= \bar{y} - (b)(\bar{x}) \\ a &= 221962.7143 - (23356.35714)(4) \\ &= 128537.2853\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Demand in 2016} &= a + bt \\ &= 128537.2853 + 23356.35714 (8) \\ &= 315388.1424 \text{ MT}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Demand in 2017} &= a + bt \\ &= 128537.2853 + 23356.35714 (9) \\ &= 338744.4996 \text{ MT}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Demand in 2018} &= a + bt \\ &= 128537.2853 + 23356.35714 (10) \\ &= 362100.8567 \text{ MT}\end{aligned}$$

Demand in 2019	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (11)}$ $= 385457.2138 \text{ MT}$
Demand in 2020	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (12)}$ $= 408813.5062 \text{ MT}$
Demand in 2021	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (13)}$ $= 432169.9281 \text{ MT}$
Demand in 2022	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (14)}$ $= 455526.2853 \text{ MT}$
Demand in 2023	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (15)}$ $= 478882.6424 \text{ MT}$
Demand in 2024	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (16)}$ $= 502238.9995 \text{ MT}$
Demand in 2025	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (17)}$ $= 525595.3567 \text{ MT}$
Demand in 2026	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (18)}$ $= 548951.7138 \text{ MT}$
Demand in 2027	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (19)}$ $= 572308.071 \text{ MT}$
Demand in 2028	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (20)}$ $= 595664.4281 \text{ MT}$
Demand in 2029	$= a + bt$ $= 128537.2853 + 23356.35714 \text{ (21)}$ $= 619020.786 \text{ MT}$

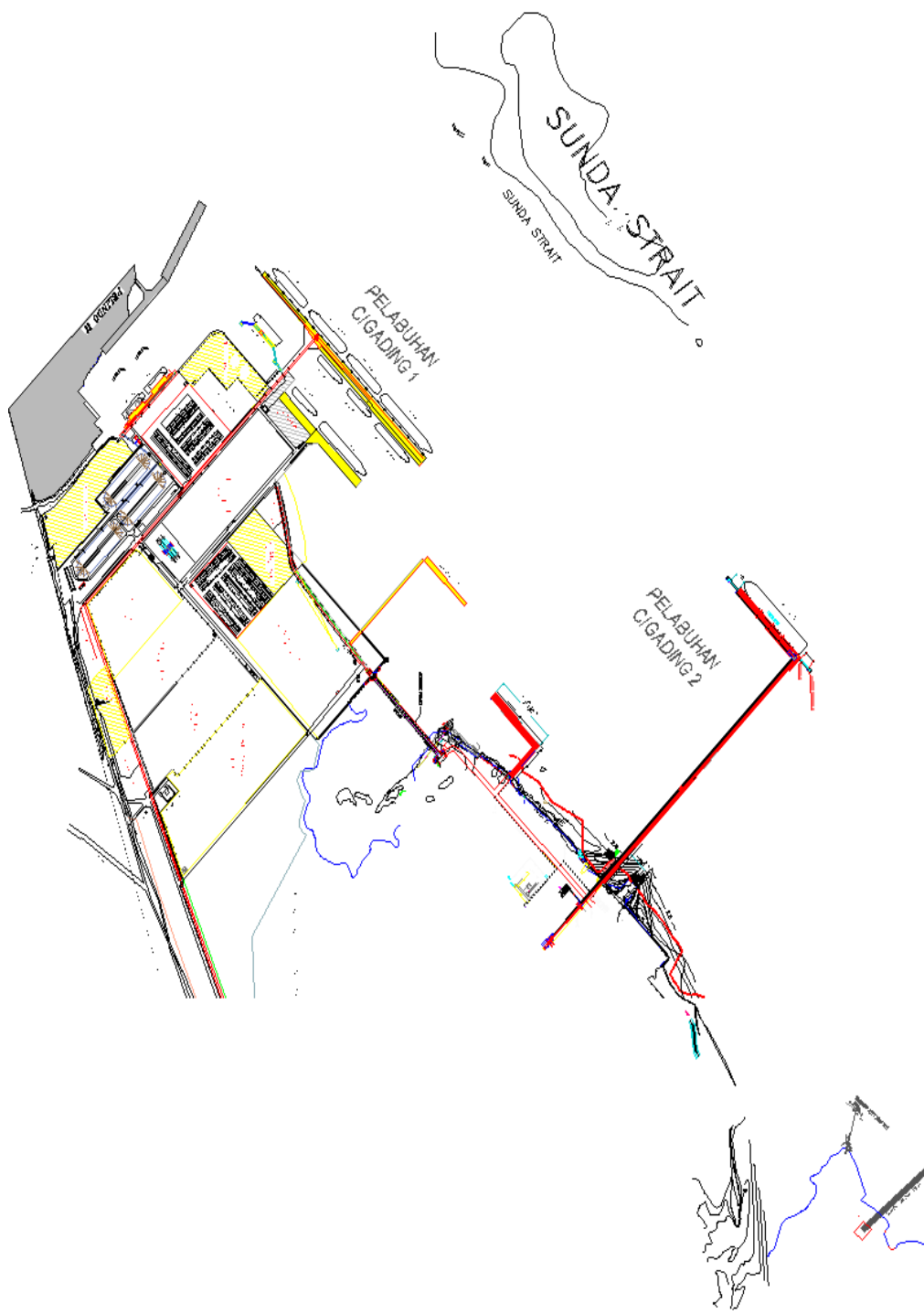
$$\begin{aligned}\text{Demand in 2030} &= a + bt \\ &= 128537.2853 + 23356.35714 (22) \\ &= 642377.143 \text{ MT}\end{aligned}$$

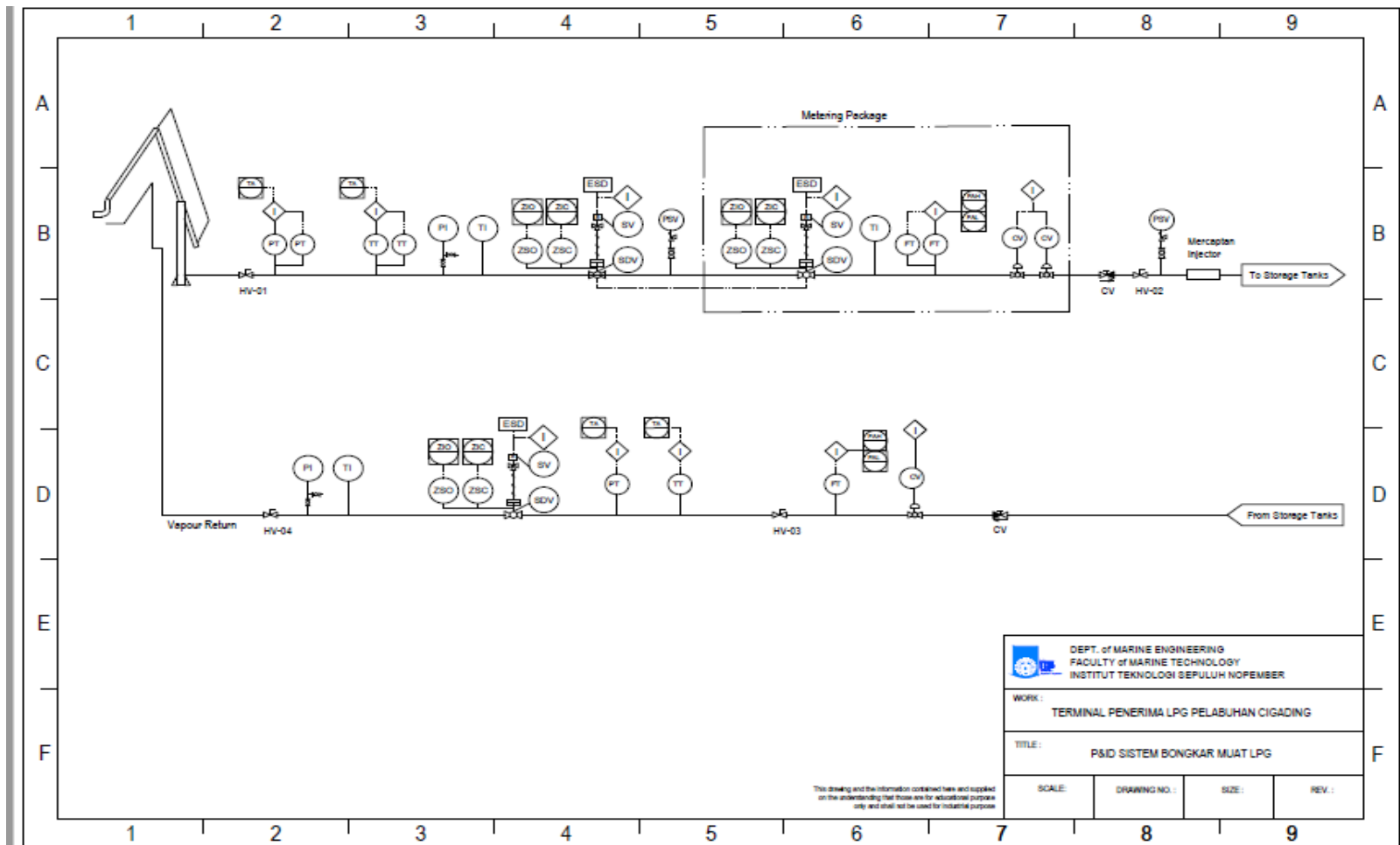
$$\begin{aligned}\text{Demand in 2031} &= a + bt \\ &= 128537.2853 + 23356.35714 (23) \\ &= 665733.5 \text{ MT}\end{aligned}$$

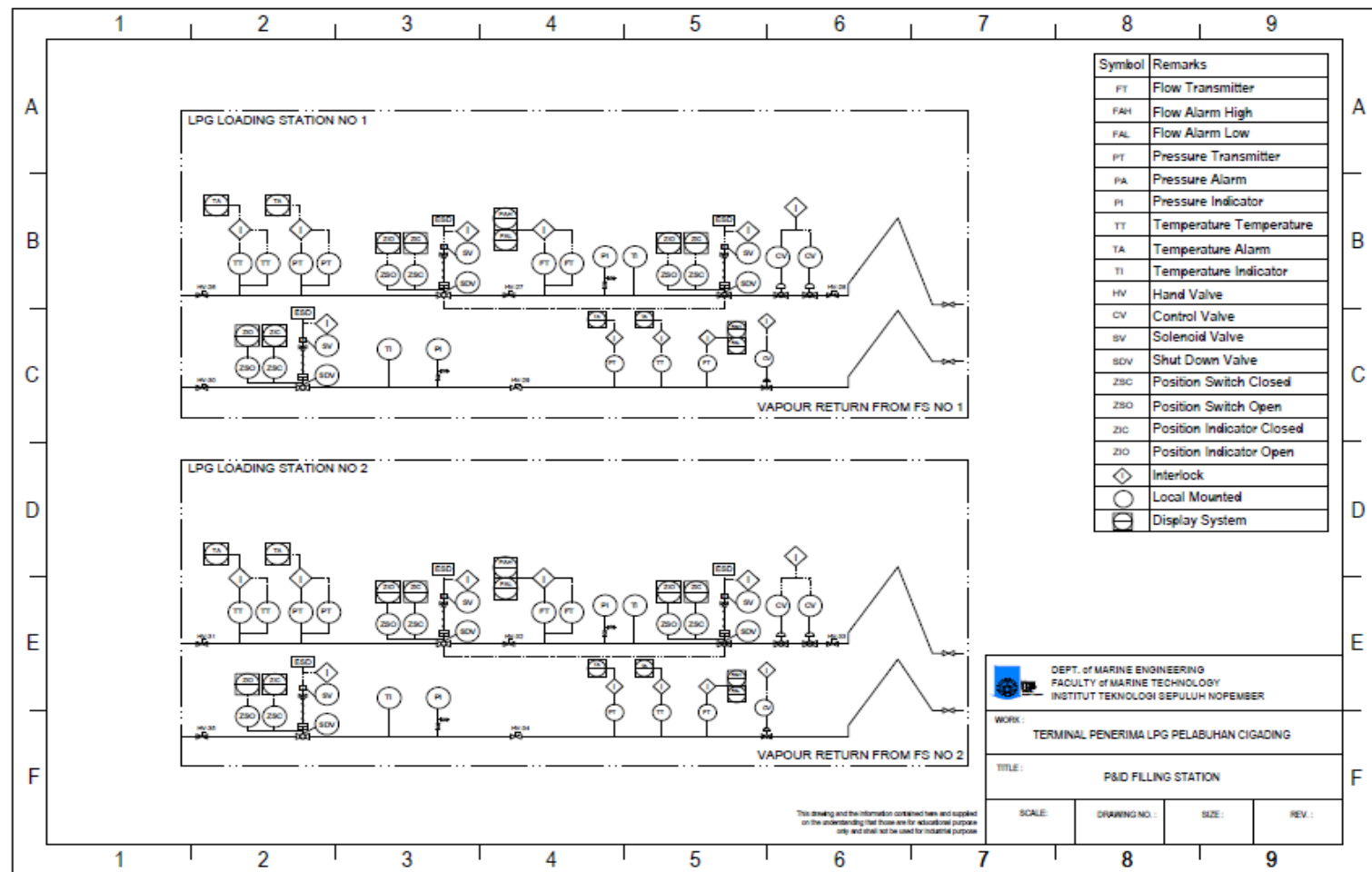
$$\begin{aligned}\text{Demand in 2032} &= a + bt \\ &= 128537.2853 + 23356.35714 (24) \\ &= 689089.857 \text{ MT}\end{aligned}$$

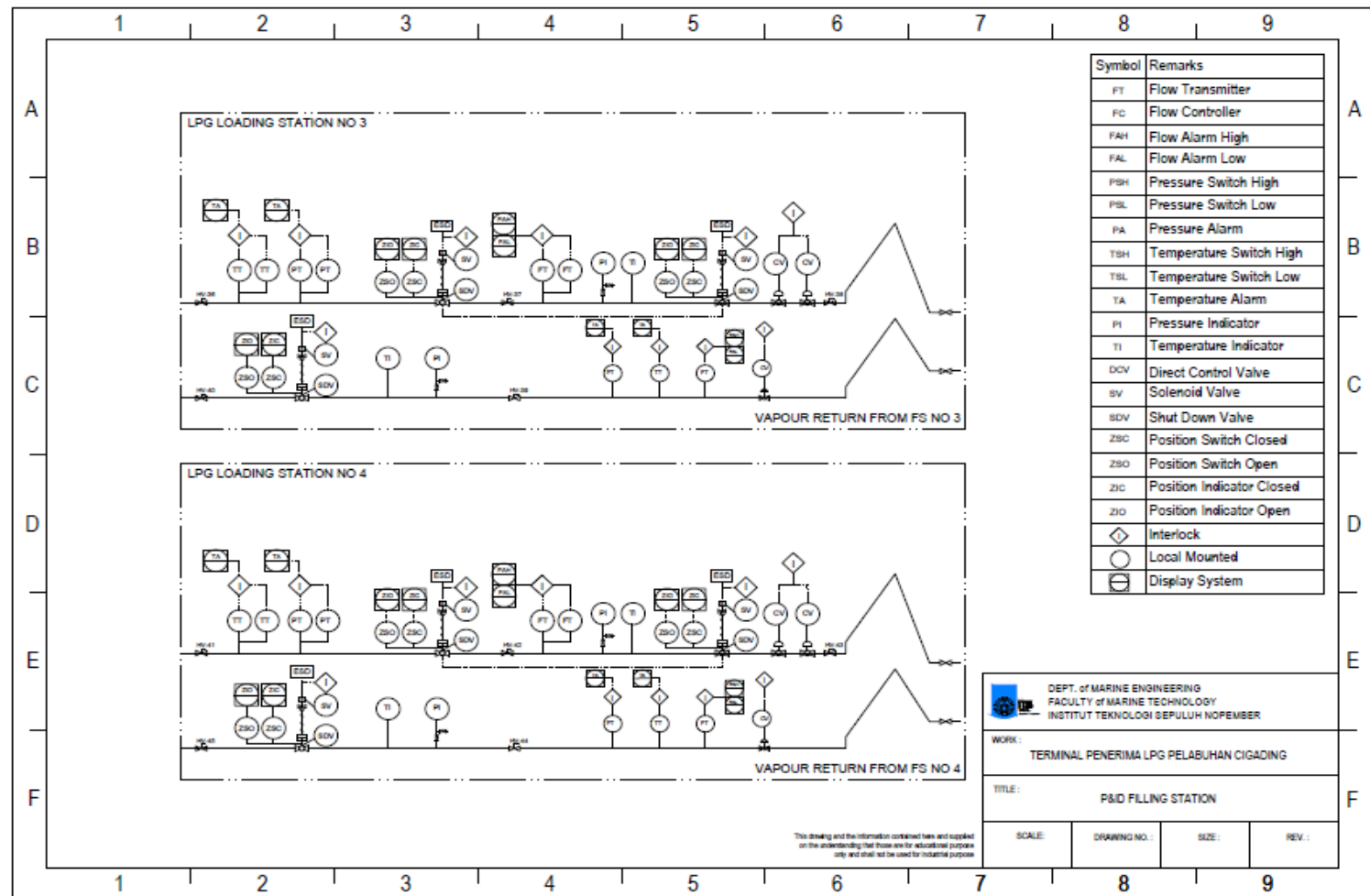
$$\begin{aligned}\text{Demand in 2033} &= a + bt \\ &= 128537.2853 + 23356.35714 (25) \\ &= 712446.214 \text{ MT}\end{aligned}$$

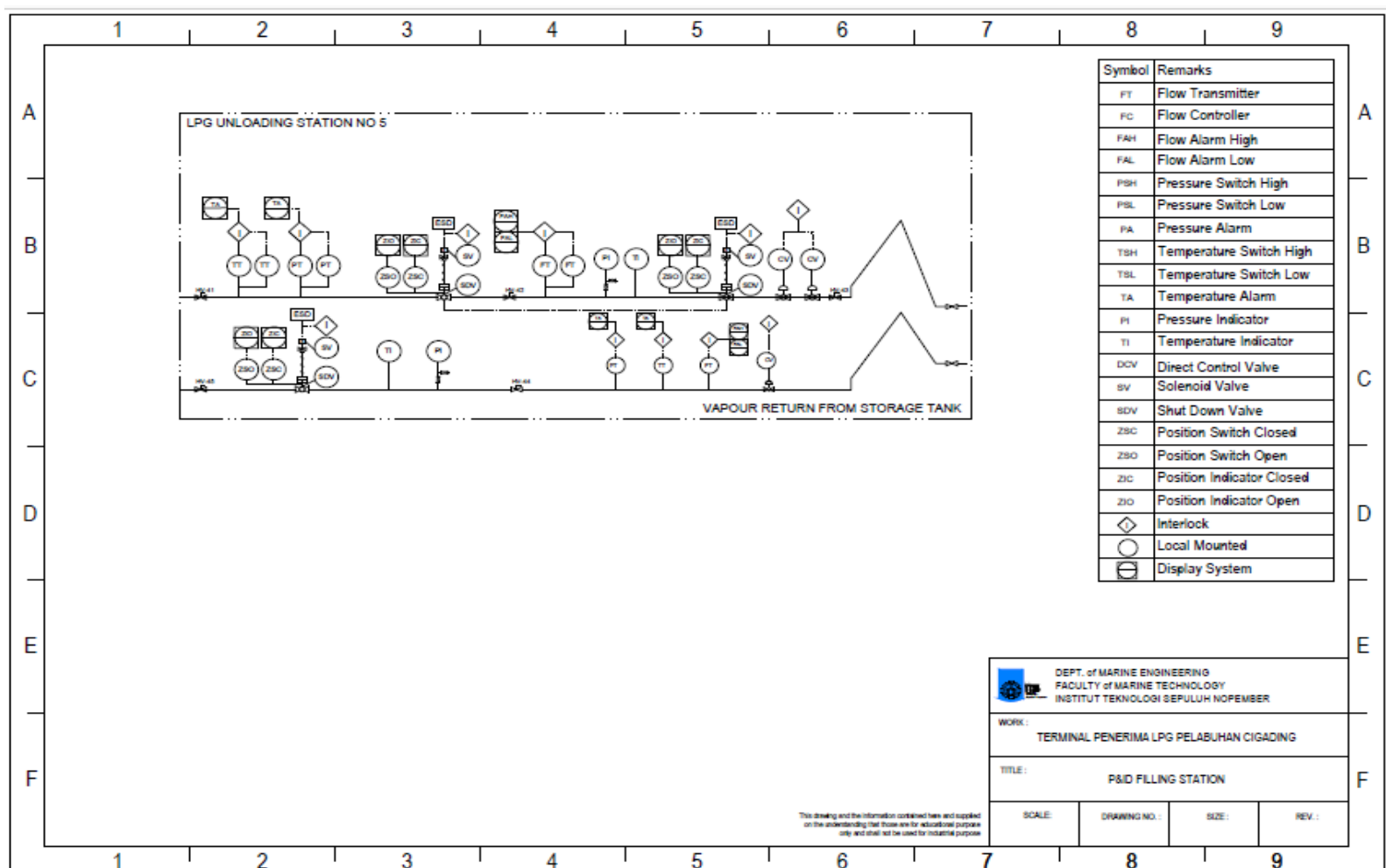
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

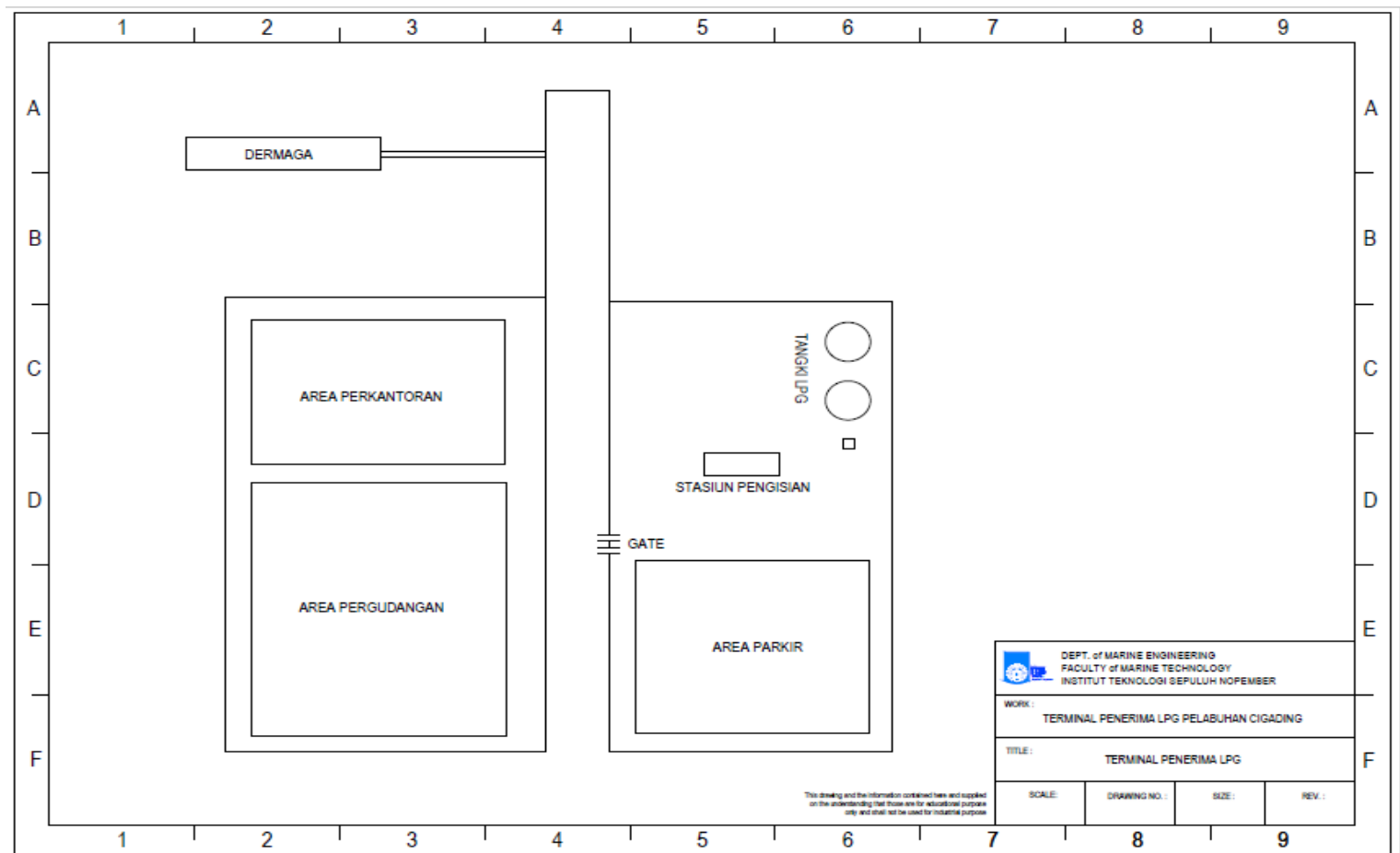
LAYOUT PELABUHAN CIGADING BANTEN

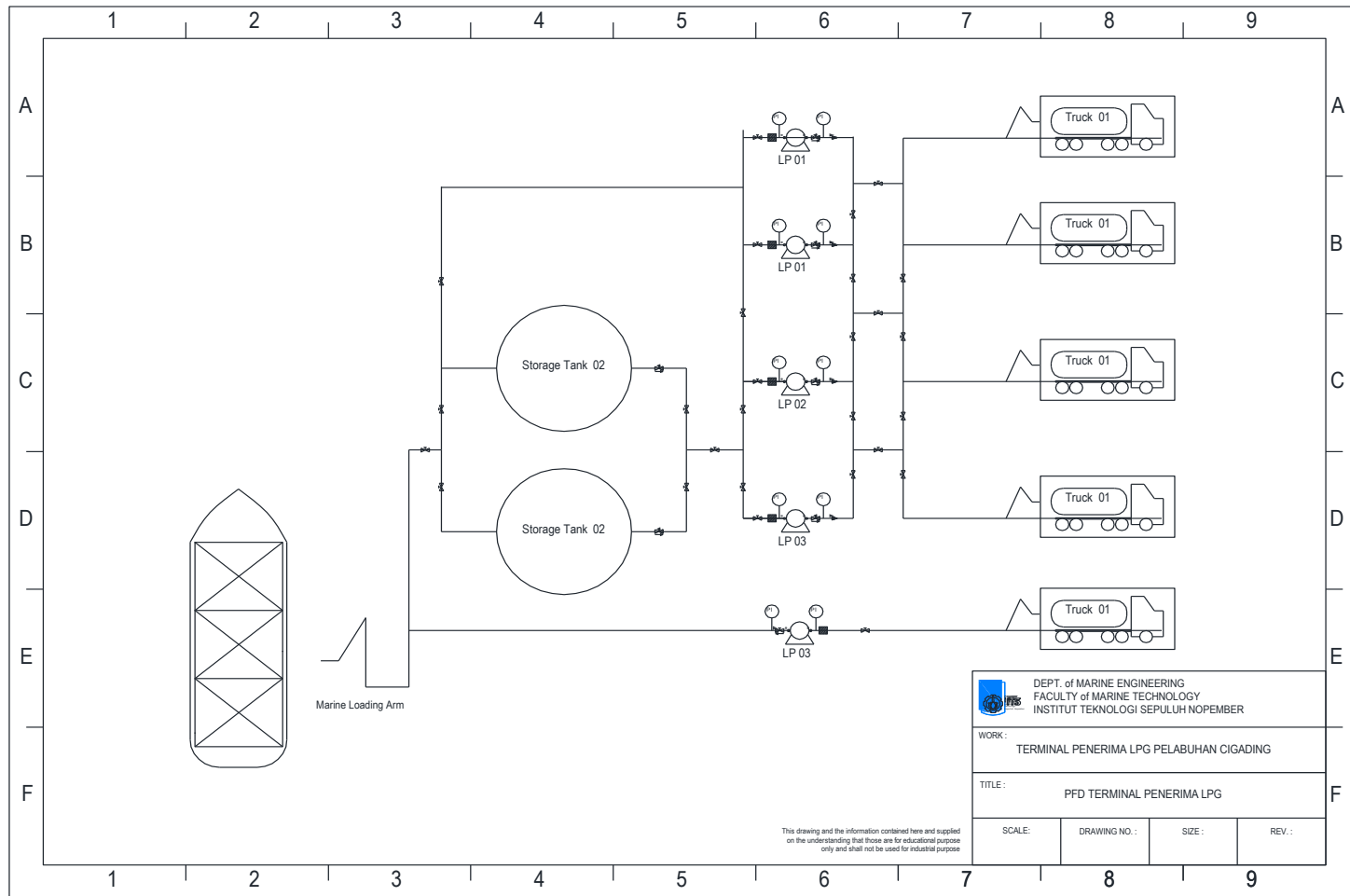












LAMPIRAN 3

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

PERHITUNGAN KEEKONOMIAN

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

PERHITUNGAN KEEKONOMIAN

Daftar Skenario Perhitungan Keekonomian		
Skenario Pendapatan :		
1	\$	18
2	\$	18,5
3	\$	19
4	\$	20,0
Skenario Waktu Operasional :		
1	10	Tahun
2	12	Tahun
3	15	Tahun
<p>Skenario 1 : Pendapatan \$18 Waktu operasional 10 Tahun</p> <p>Skenario 2 : Pendapatan \$18,5 Waktu operasional 10 Tahun</p> <p>Skenario 3 : Pendapatan \$19 Waktu operasional 10 Tahun</p> <p>Skenario 4 : Pendapatan \$20 Waktu operasional 10 Tahun</p> <p>Skenario 5 : Pendapatan \$18 Waktu operasional 12 Tahun</p> <p>Skenario 6 : Pendapatan \$18,5 Waktu operasional 12 Tahun</p> <p>Skenario 7 : Pendapatan \$19 Waktu operasional 12 Tahun</p> <p>Skenario 8 : Pendapatan \$20 Waktu operasional 12 Tahun</p> <p>Skenario 9 : Pendapatan \$18 Waktu operasional 15 Tahun</p> <p>Skenario 10 : Pendapatan \$18,5 Waktu operasional 15 Tahun</p> <p>Skenario 11 : Pendapatan \$19 Waktu operasional 15 Tahun</p> <p>Skenario 12 : Pendapatan \$20 Waktu operasional 15 Tahun</p>		

Perhitungan Kebutuhan Mercaptan				
	Tahun	Volume LPG	Volume Mercaptan	Harga (\$)
	1	385.457,21	6,80	\$ 47.623
	2	408.813,50	7,22	\$ 50.509
	3	432.169,92	7,63	\$ 53.395
	4	455.526,29	8,04	\$ 56.280
	5	478.882,64	8,45	\$ 59.166
	6	502.239,00	8,86	\$ 62.052
	7	525.595,36	9,28	\$ 64.937
	8	548.951,71	9,69	\$ 67.823
	9	572.308,07	10,10	\$ 70.709
	10	595.664,43	10,51	\$ 73.594
	11	619.020,79	10,93	\$ 76.480
	12	642.377,14	11,34	\$ 79.366
	13	665.733,50	11,75	\$ 82.251
	14	689.089,86	12,16	\$ 85.137
	15	712.446,21	12,57	\$ 88.023
	Jumlah	8.234.275,63	Harga	\$ 1.017.345

Kebutuhan Pekerja					
No	Posisi	Jumlah	Salary / Posisi (\$)	Per Bulan (\$)	Per Tahun (\$)
1	Salary				
	Head of LPG Terminal	1	\$ 1.800	\$ 1.800	\$ 21.600
	Head of Operational	1	\$ 1.500	\$ 1.500	\$ 18.000
	Discharge Master	1	\$ 1.000	\$ 1.000	\$ 12.000
	Discharge Personnel	2	\$ 650	\$ 1.300	\$ 15.600
	Discharge Analyst	1	\$ 600	\$ 600	\$ 7.200
	Storage Master	1	\$ 1.000	\$ 1.000	\$ 12.000
	Storage Personnel	2	\$ 650	\$ 1.300	\$ 15.600
	Storage Analyst	1	\$ 600	\$ 600	\$ 7.200
	Loading Master	1	\$ 1.000	\$ 1.000	\$ 12.000
	Loading Personnel	8	\$ 650	\$ 5.200	\$ 62.400
	Loading Analyst	1	\$ 600	\$ 600	\$ 7.200
	Security (Parking)	4	\$ 400	\$ 1.600	\$ 19.200
	Security (Gate)	4	\$ 400	\$ 1.600	\$ 19.200
	Head of Control Room	1	\$ 1.500	\$ 1.500	\$ 18.000
	MLA Controller	1	\$ 600	\$ 600	\$ 7.200
	Storage Controller	1	\$ 600	\$ 600	\$ 7.200
	Loading Controller	1	\$ 600	\$ 600	\$ 7.200
	Head of Engineering	1	\$ 1.500	\$ 1.500	\$ 18.000
	Engineering Personnel	5	\$ 650	\$ 3.250	\$ 39.000
	Engineering Analyst	1	\$ 600	\$ 600	\$ 7.200
	Head of Maintenance	1	\$ 1.500	\$ 1.500	\$ 18.000
	Maintenance Personnel	5	\$ 650	\$ 3.250	\$ 39.000
	Maintenance Planner	1	\$ 650	\$ 650	\$ 7.800
	Maintenance Analyst	1	\$ 600	\$ 600	\$ 7.200
	Head of Procurement	1	\$ 1.500	\$ 1.500	\$ 18.000
	Staff of Procurement	2	\$ 600	\$ 1.200	\$ 14.400
	Head of Finance	1	\$ 1.500	\$ 1.500	\$ 18.000
	Staff of Finance	2	\$ 600	\$ 1.200	\$ 14.400
Jumlah (54)					\$ 469.800

Kebutuhan Pekerja			
No	Posisi	Jumlah	Asuransi / Tahun (\$)
1	Asuransi		
	Head of LPG Terminal	1	\$ 3.000
	Head of Operational	1	\$ 2.300
	Discharge Master	1	\$ 1.500
	Discharge Personnel	2	\$ 1.200
	Discharge Analyst	1	\$ 1.200
	Storage Master	1	\$ 1.500
	Storage Personnel	3	\$ 1.200
	Storage Analyst	1	\$ 1.200
	Loading Master	1	\$ 1.500
	Loading Personnel	8	\$ 1.200
	Loading Analyst	1	\$ 1.200
	Security (Parking)	4	\$ 900
	Security (Gate)	4	\$ 900
	Head of Control Room	1	\$ 2.300
	MLA Controller	1	\$ 1.200
	Storage Controller	1	\$ 1.200
	Loading Controller	1	\$ 1.200
	Head of Engineering	1	\$ 2.300
	Engineering Personnel	5	\$ 1.200
	Engineering Analyst	1	\$ 1.200
	Head of Maintenance	1	\$ 2.300
	Maintenance Personnel	5	\$ 1.200
	Maintenance Planner	1	\$ 1.200
	Maintenance Analyst	1	\$ 1.200
	Head of Procurement	1	\$ 2.300
	Staff of Procurement	2	\$ 1.200
	Head of Finance	1	\$ 2.300
	Staff of Finance	2	\$ 1.200
Jumlah (54)			\$ 42.300

Kebutuhan Pekerja			
No	Posisi	Jumlah	Asuransi / Tahun (\$)
1	Akomodasi		
	Head of LPG Terminal	1	\$ 2.000
	Head of Operational	1	\$ 1.700
	Discharge Master	1	\$ 1.200
	Discharge Personnel	2	\$ 900
	Discharge Analyst	1	\$ 800
	Storage Master	1	\$ 1.200
	Storage Personnel	3	\$ 900
	Storage Analyst	1	\$ 800
	Loading Master	1	\$ 1.200
	Loading Personnel	8	\$ 900
	Loading Analyst	1	\$ 800
	Security (Parking)	4	\$ 500
	Security (Gate)	4	\$ 500
	Head of Control Room	1	\$ 1.700
	MLA Controller	1	\$ 800
	Storage Controller	1	\$ 800
	Loading Controller	1	\$ 800
	Head of Engineering	1	\$ 1.700
	Engineering Personnel	5	\$ 900
	Engineering Analyst	1	\$ 800
	Head of Maintenance	1	\$ 1.700
	Maintenance Personnel	5	\$ 900
	Maintenance Planner	1	\$ 800
	Maintenance Analyst	1	\$ 800
	Head of Procurement	1	\$ 1.700
	Staff of Procurement	2	\$ 800
	Head of Finance	1	\$ 1.700
	Staff of Finance	2	\$ 800
Jumlah (54)			\$ 30.100

CAPEX TERMINAL PENERIMA LPG			
Investasi	Skenario		
	Unit	Harga (\$)	Total Harga (\$)
Marine Loading Arm	1	\$ 2.500.000	\$ 2.500.000
Loading Pump	5	\$ 50.000	\$ 250.000
Pipe	5	\$ 100.000	\$ 500.000
Storage Tanks	2	\$ 10.000.000	\$ 20.000.000
Compressor	1	\$ 150.000	\$ 150.000
Electric Generator	1	\$ 200.000	\$ 200.000
Flow Transmitter	14	\$ 10.000	\$ 140.000
Temperature Transmitter	14	\$ 10.000	\$ 140.000
Pressure Transmitter	14	\$ 10.000	\$ 140.000
Level Transmitter	4	\$ 10.000	\$ 40.000
PLC	1	\$ 20.000	\$ 20.000
Temperature Indicator	13	\$ 2.000	\$ 26.000
Pressure Indicator	13	\$ 2.000	\$ 26.000
Automatic Tank Gauge	2	\$ 8.000	\$ 16.000
Position Indicator	17	\$ 1.700	\$ 28.900
Shutdown Valve	17	\$ 5.000	\$ 85.000
Control Valve	14	\$ 5.000	\$ 70.000
Check Valve	5	\$ 5.000	\$ 25.000
Manual Valve	25	\$ 3.000	\$ 75.000
Pressure Safety Valve	4	\$ 7.500	\$ 30.000
Flexible Hose	1	\$ 5.000	\$ 5.000
Fire Protection System	1	\$ 5.000	\$ 1.250.000
Truck Loading Arm	4	\$ 100.000	\$ 400.000
Weighbridge	4	\$ 70.000	\$ 280.000
Pembangunan Filling Shed			\$ 500.000
Pembangunan Pump House			\$ 300.000
Total			\$ 27.196.900

OPEX TERMINAL PENERIMA LPG		
Investasi	Harga (\$)	Total Harga (\$)
Listrik	\$ 144.422	
Gaji Pekerja	\$ 542.200	
Mercaptan	\$ 47.623	
Maintenance	\$ 2.991.659	
Administration	\$ 50.000	
Total		\$ 3.775.904

REVENUE - SKENARIO 1			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 39.245
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 107.923
			\$ 152.957,044
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 18,0	\$ 6.938.230
2	408.813,50	\$ 18,0	\$ 7.358.643
3	432.169,92	\$ 18,0	\$ 7.779.059
4	455.526,29	\$ 18,0	\$ 8.199.473
5	478.882,64	\$ 18,0	\$ 8.619.888
6	502.239,00	\$ 18,0	\$ 9.040.302
7	525.595,36	\$ 18,0	\$ 9.460.716
8	548.951,71	\$ 18,0	\$ 9.881.131
9	572.308,07	\$ 18,0	\$ 10.301.545
10	595.664,43	\$ 18,0	\$ 10.721.960
			\$ 88.300.946
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	10	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 20.397.675,0	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 2			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 39.245
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 107.923
			\$ 152.957,044
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 18,5	\$ 7.130.958
2	408.813,50	\$ 18,5	\$ 7.563.050
3	432.169,92	\$ 18,5	\$ 7.995.144
4	455.526,29	\$ 18,5	\$ 8.427.236
5	478.882,64	\$ 18,5	\$ 8.859.329
6	502.239,00	\$ 18,5	\$ 9.291.421
7	525.595,36	\$ 18,5	\$ 9.723.514
8	548.951,71	\$ 18,5	\$ 10.155.607
9	572.308,07	\$ 18,5	\$ 10.587.699
10	595.664,43	\$ 18,5	\$ 11.019.792
			\$ 90.753.750
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	10	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 20.397.675,0	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 3			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 39.245
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 107.923
			\$ 152.957,044
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 19,0	\$ 7.323.687
2	408.813,50	\$ 19,0	\$ 7.767.457
3	432.169,92	\$ 19,0	\$ 8.211.228
4	455.526,29	\$ 19,0	\$ 8.654.999
5	478.882,64	\$ 19,0	\$ 9.098.770
6	502.239,00	\$ 19,0	\$ 9.542.541
7	525.595,36	\$ 19,0	\$ 9.986.312
8	548.951,71	\$ 19,0	\$ 10.430.083
9	572.308,07	\$ 19,0	\$ 10.873.853
10	595.664,43	\$ 19,0	\$ 11.317.624
			\$ 93.206.554
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	10	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 20.397.675,0	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 4			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 39.245
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 107.923
			\$ 152.957,044
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 20,0	\$ 7.709.144
2	408.813,50	\$ 20,0	\$ 8.176.270
3	432.169,92	\$ 20,0	\$ 8.643.398
4	455.526,29	\$ 20,0	\$ 9.110.526
5	478.882,64	\$ 20,0	\$ 9.577.653
6	502.239,00	\$ 20,0	\$ 10.044.780
7	525.595,36	\$ 20,0	\$ 10.511.907
8	548.951,71	\$ 20,0	\$ 10.979.034
9	572.308,07	\$ 20,0	\$ 11.446.161
10	595.664,43	\$ 20,0	\$ 11.913.289
			\$ 98.112.163
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	10	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 20.397.675,0	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 5			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 41.113
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 113.062
			\$ 159.963,951
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 18,0	\$ 6.938.230
2	408.813,50	\$ 18,0	\$ 7.358.643
3	432.169,92	\$ 18,0	\$ 7.779.059
4	455.526,29	\$ 18,0	\$ 8.199.473
5	478.882,64	\$ 18,0	\$ 8.619.888
6	502.239,00	\$ 18,0	\$ 9.040.302
7	525.595,36	\$ 18,0	\$ 9.460.716
8	548.951,71	\$ 18,0	\$ 9.881.131
9	572.308,07	\$ 18,0	\$ 10.301.545
10	595.664,43	\$ 18,0	\$ 10.721.960
11	619.020,79	\$ 18,0	\$ 11.142.374
12	642.377,14	\$ 18,0	\$ 11.562.789
			\$ 88.300.946
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	12	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 19.037.830,0	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 6			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 41.113
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 113.062
			\$ 159.963,951
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 18,5	\$ 7.130.958
2	408.813,50	\$ 18,5	\$ 7.563.050
3	432.169,92	\$ 18,5	\$ 7.995.144
4	455.526,29	\$ 18,5	\$ 8.427.236
5	478.882,64	\$ 18,5	\$ 8.859.329
6	502.239,00	\$ 18,5	\$ 9.291.421
7	525.595,36	\$ 18,5	\$ 9.723.514
8	548.951,71	\$ 18,5	\$ 10.155.607
9	572.308,07	\$ 18,5	\$ 10.587.699
10	595.664,43	\$ 18,5	\$ 11.019.792
11	619.020,79	\$ 18,5	\$ 11.451.885
12	642.377,14	\$ 18,5	\$ 11.883.977
			\$ 90.753.750
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	12	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 19.037.830,0	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 7			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 41.113
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 113.062
			\$ 159.963,951
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 19,0	\$ 7.323.687
2	408.813,50	\$ 19,0	\$ 7.767.457
3	432.169,92	\$ 19,0	\$ 8.211.228
4	455.526,29	\$ 19,0	\$ 8.654.999
5	478.882,64	\$ 19,0	\$ 9.098.770
6	502.239,00	\$ 19,0	\$ 9.542.541
7	525.595,36	\$ 19,0	\$ 9.986.312
8	548.951,71	\$ 19,0	\$ 10.430.083
9	572.308,07	\$ 19,0	\$ 10.873.853
10	595.664,43	\$ 19,0	\$ 11.317.624
11	619.020,79	\$ 19,0	\$ 11.761.395
12	642.377,14	\$ 19,0	\$ 12.205.166
			\$ 93.206.554
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	12	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 19.037.830,0	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 8			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 41.113
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 113.062
			\$ 159.963,951
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 20,0	\$ 7.709.144
2	408.813,50	\$ 20,0	\$ 8.176.270
3	432.169,92	\$ 20,0	\$ 8.643.398
4	455.526,29	\$ 20,0	\$ 9.110.526
5	478.882,64	\$ 20,0	\$ 9.577.653
6	502.239,00	\$ 20,0	\$ 10.044.780
7	525.595,36	\$ 20,0	\$ 10.511.907
8	548.951,71	\$ 20,0	\$ 10.979.034
9	572.308,07	\$ 20,0	\$ 11.446.161
10	595.664,43	\$ 20,0	\$ 11.913.289
11	619.020,79	\$ 20,0	\$ 12.380.416
12	642.377,14	\$ 20,0	\$ 12.847.543
			\$ 98.112.163
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	12	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 19.037.830,0	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 9			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 43.916
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 120.769
			\$ 170.474,313
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 18,0	\$ 6.938.230
2	408.813,50	\$ 18,0	\$ 7.358.643
3	432.169,92	\$ 18,0	\$ 7.779.059
4	455.526,29	\$ 18,0	\$ 8.199.473
5	478.882,64	\$ 18,0	\$ 8.619.888
6	502.239,00	\$ 18,0	\$ 9.040.302
7	525.595,36	\$ 18,0	\$ 9.460.716
8	548.951,71	\$ 18,0	\$ 9.881.131
9	572.308,07	\$ 18,0	\$ 10.301.545
10	595.664,43	\$ 18,0	\$ 10.721.960
11	619.020,79	\$ 18,0	\$ 11.142.374
12	642.377,14	\$ 18,0	\$ 11.562.789
13	665.733,50	\$ 18,0	\$ 11.983.203
14	689.089,86	\$ 18,0	\$ 12.403.617
15	712.446,21	\$ 18,0	\$ 12.824.032
			\$ 148.216.961
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	15	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 16.998.062,5	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 10			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 43.916
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 120.769
			\$ 170.474,313
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 18,5	\$ 7.130.958
2	408.813,50	\$ 18,5	\$ 7.563.050
3	432.169,92	\$ 18,5	\$ 7.995.144
4	455.526,29	\$ 18,5	\$ 8.427.236
5	478.882,64	\$ 18,5	\$ 8.859.329
6	502.239,00	\$ 18,5	\$ 9.291.421
7	525.595,36	\$ 18,5	\$ 9.723.514
8	548.951,71	\$ 18,5	\$ 10.155.607
9	572.308,07	\$ 18,5	\$ 10.587.699
10	595.664,43	\$ 18,5	\$ 11.019.792
11	619.020,79	\$ 18,5	\$ 11.451.885
12	642.377,14	\$ 18,5	\$ 11.883.977
13	665.733,50	\$ 18,5	\$ 12.316.070
14	689.089,86	\$ 18,5	\$ 12.748.162
15	712.446,21	\$ 18,5	\$ 13.180.255
			\$ 152.334.099
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	15	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 16.998.062,5	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 11			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 43.916
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 120.769
			\$ 170.474,313
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 19,0	\$ 7.323.687
2	408.813,50	\$ 19,0	\$ 7.767.457
3	432.169,92	\$ 19,0	\$ 8.211.228
4	455.526,29	\$ 19,0	\$ 8.654.999
5	478.882,64	\$ 19,0	\$ 9.098.770
6	502.239,00	\$ 19,0	\$ 9.542.541
7	525.595,36	\$ 19,0	\$ 9.986.312
8	548.951,71	\$ 19,0	\$ 10.430.083
9	572.308,07	\$ 19,0	\$ 10.873.853
10	595.664,43	\$ 19,0	\$ 11.317.624
11	619.020,79	\$ 19,0	\$ 11.761.395
12	642.377,14	\$ 19,0	\$ 12.205.166
13	665.733,50	\$ 19,0	\$ 12.648.937
14	689.089,86	\$ 19,0	\$ 13.092.707
15	712.446,21	\$ 19,0	\$ 13.536.478
			\$ 156.451.237
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	15	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 16.998.062,5	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

REVENUE - SKENARIO 12			
JASA PELABUHAN			
No	Jenis	Harga (\$)	Total Harga (\$)
1	Jasa Dermaga	\$ 0,08	\$ 43.916
2	Jasa Tambat	\$ 0,009	\$ 5.788,800
3	Jasa Timbangan	\$ 0,22	\$ 120.769
			\$ 170.474,313
JASA FASILITAS TERMINAL PENERIMA LPG			
Tahun	Volume	Harga Jual (\$)	Revenue / Tahun
1	385.457,21	\$ 20,0	\$ 7.709.144
2	408.813,50	\$ 20,0	\$ 8.176.270
3	432.169,92	\$ 20,0	\$ 8.643.398
4	455.526,29	\$ 20,0	\$ 9.110.526
5	478.882,64	\$ 20,0	\$ 9.577.653
6	502.239,00	\$ 20,0	\$ 10.044.780
7	525.595,36	\$ 20,0	\$ 10.511.907
8	548.951,71	\$ 20,0	\$ 10.979.034
9	572.308,07	\$ 20,0	\$ 11.446.161
10	595.664,43	\$ 20,0	\$ 11.913.289
11	619.020,79	\$ 20,0	\$ 12.380.416
12	642.377,14	\$ 20,0	\$ 12.847.543
13	665.733,50	\$ 20,0	\$ 13.314.670
14	689.089,86	\$ 20,0	\$ 13.781.797
15	712.446,21	\$ 20,0	\$ 14.248.924
			\$ 164.685.513
Unit	Operational Data	Value	
Tahun	Waktu Pengoperasian	15	
\$	Investasi	\$ 27.196.900,0	
\$	Nilai Sisa	\$ 16.998.062,5	
\$	Depresiasi / Tahun	\$ 679.922,5	

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 1

Premis :

1. Biaya Mercaptan

Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.091.186,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.511.600,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 7.932.015,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.352.430,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 8.772.844,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.193.259,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 9.613.673,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 10.034.087,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 10.454.502,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 10.874.916,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 1							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.091.186,9	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.315.282,6	\$ 658.840,0	\$ 2.656.442,6
2		\$ 7.511.600,0	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 3.731.619,5	\$ 762.924,2	\$ 2.968.695,2
3		\$ 7.932.015,6	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.149.047,5	\$ 867.281,2	\$ 3.281.766,2
4		\$ 8.352.430,2	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 4.566.501,7	\$ 971.644,8	\$ 3.594.856,9
5		\$ 8.772.844,6	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 4.983.956,4	\$ 1.076.008,5	\$ 3.907.947,9
6		\$ 9.193.259,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.401.411,2	\$ 1.180.372,2	\$ 4.221.039,0
7		\$ 9.613.673,5	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 5.818.865,9	\$ 1.284.735,9	\$ 4.534.130,1
8		\$ 10.034.087,9	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.236.320,7	\$ 1.389.099,5	\$ 4.847.221,1
9		\$ 10.454.502,3	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 6.653.775,4	\$ 1.493.463,2	\$ 5.160.312,2
10		\$ 10.874.916,7	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.071.230,2	\$ 1.597.826,9	\$ 5.473.403,3

Tahun	Proceeds	Cumm Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.336.365	\$ 3.336.365	\$ (23.860.535)
2	\$ 3.648.618	\$ 6.984.983	\$ (20.211.917)
3	\$ 3.961.689	\$ 10.946.672	\$ (16.250.228)
4	\$ 4.274.779	\$ 15.221.451	\$ (11.975.449)
5	\$ 4.587.870	\$ 19.809.321	\$ (7.387.579)
6	\$ 4.900.961	\$ 24.710.283	\$ (2.486.617)
7	\$ 5.214.053	\$ 29.924.335	\$ 2.727.435
8	\$ 5.527.144	\$ 35.451.479	\$ 8.254.579
9	\$ 5.840.235	\$ 41.291.714	\$ 14.094.814
10	\$ 6.153.326	\$ 47.445.039	\$ 20.248.139

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 1

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.336.365	\$ 3.026.181
2	0,822702475	\$ 3.648.618	\$ 3.001.727
3	0,746215397	\$ 3.961.689	\$ 2.956.273
4	0,676839362	\$ 4.274.779	\$ 2.893.339
5	0,613913254	\$ 4.587.870	\$ 2.816.554
6	0,556837418	\$ 4.900.961	\$ 2.729.039
7	0,505067953	\$ 5.214.053	\$ 2.633.451
8	0,458111522	\$ 5.527.144	\$ 2.532.048
9	0,415520655	\$ 5.840.235	\$ 2.426.738
10	0,376889483	\$ 6.153.326	\$ 2.319.124
Total			\$ 137.575

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 137.575	10%	6,5

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 2

Premis

:

1. Biaya Mercaptan Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.283.915,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.716.006,8	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.148.100,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.580.193,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.012.285,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.444.378,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 9.876.471,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 10.308.563,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 10.740.656,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 11.172.749,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 2							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.283.915,5	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.508.011,2	\$ 707.022,2	\$ 2.800.989,0
2		\$ 7.716.006,8	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 3.936.026,2	\$ 814.025,9	\$ 3.122.000,3
3		\$ 8.148.100,6	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.365.132,4	\$ 921.302,5	\$ 3.443.829,9
4		\$ 8.580.193,3	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 4.794.264,8	\$ 1.028.585,6	\$ 3.765.679,2
5		\$ 9.012.285,9	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.223.397,7	\$ 1.135.868,8	\$ 4.087.528,9
6		\$ 9.444.378,5	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.652.530,7	\$ 1.243.152,0	\$ 4.409.378,6
7		\$ 9.876.471,1	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.081.663,6	\$ 1.350.435,3	\$ 4.731.228,3
8		\$ 10.308.563,7	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.510.796,5	\$ 1.457.718,5	\$ 5.053.078,0
9		\$ 10.740.656,4	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 6.939.929,5	\$ 1.565.001,7	\$ 5.374.927,7
10		\$ 11.172.749,0	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.369.062,4	\$ 1.672.285,0	\$ 5.696.777,4

Tahun	Proceeds	Cumm Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.480.912	\$ 3.480.912	\$ (23.715.988)
2	\$ 3.801.923	\$ 7.282.834	\$ (19.914.066)
3	\$ 4.123.752	\$ 11.406.587	\$ (15.790.313)
4	\$ 4.445.602	\$ 15.852.188	\$ (11.344.712)
5	\$ 4.767.451	\$ 20.619.640	\$ (6.577.260)
6	\$ 5.089.301	\$ 25.708.941	\$ (1.487.959)
7	\$ 5.411.151	\$ 31.120.092	\$ 3.923.192
8	\$ 5.733.001	\$ 36.853.092	\$ 9.656.192
9	\$ 6.054.850	\$ 42.907.943	\$ 15.711.043
10	\$ 6.376.700	\$ 49.284.643	\$ 22.087.743

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 2

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.480.912	\$ 3.157.289
2	0,822702475	\$ 3.801.923	\$ 3.127.851
3	0,746215397	\$ 4.123.752	\$ 3.077.208
4	0,676839362	\$ 4.445.602	\$ 3.008.958
5	0,613913254	\$ 4.767.451	\$ 2.926.802
6	0,556837418	\$ 5.089.301	\$ 2.833.913
7	0,505067953	\$ 5.411.151	\$ 2.732.999
8	0,458111522	\$ 5.733.001	\$ 2.626.354
9	0,415520655	\$ 6.054.850	\$ 2.515.915
10	0,376889483	\$ 6.376.700	\$ 2.403.311
Total			\$ 1.213.700

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 1.213.700	11%	6,3

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 3

Premis :

1. Biaya Mercaptan Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.476.644,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.920.413,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.364.185,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.807.956,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.251.727,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.695.498,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 10.139.268,8	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 10.583.039,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 11.026.810,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 11.470.581,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 3							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCTF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.476.644,1	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.700.739,8	\$ 755.204,3	\$ 2.945.535,5
2		\$ 7.920.413,5	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 4.140.433,0	\$ 865.127,6	\$ 3.275.305,4
3		\$ 8.364.185,5	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.581.217,4	\$ 975.323,7	\$ 3.605.893,7
4		\$ 8.807.956,5	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 5.022.027,9	\$ 1.085.526,4	\$ 3.936.501,6
5		\$ 9.251.727,2	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.462.839,0	\$ 1.195.729,1	\$ 4.267.109,9
6		\$ 9.695.498,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.903.650,2	\$ 1.305.931,9	\$ 4.597.718,2
7		\$ 10.139.268,8	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.344.461,3	\$ 1.416.134,7	\$ 4.928.326,6
8		\$ 10.583.039,6	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.785.272,4	\$ 1.526.337,5	\$ 5.258.934,9
9		\$ 11.026.810,4	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 7.226.083,5	\$ 1.636.540,3	\$ 5.589.543,3
10		\$ 11.470.581,2	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.666.894,6	\$ 1.746.743,0	\$ 5.920.151,6

Tahun	Proceeds	Cumm Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.625.458	\$ 3.625.458	\$ (23.571.442)
2	\$ 3.955.228	\$ 7.580.686	\$ (19.616.214)
3	\$ 4.285.816	\$ 11.866.502	\$ (15.330.398)
4	\$ 4.616.424	\$ 16.482.926	\$ (10.713.974)
5	\$ 4.947.032	\$ 21.429.958	\$ (5.766.942)
6	\$ 5.277.641	\$ 26.707.599	\$ (489.301)
7	\$ 5.608.249	\$ 32.315.848	\$ 5.118.948
8	\$ 5.938.857	\$ 38.254.706	\$ 11.057.806
9	\$ 6.269.466	\$ 44.524.171	\$ 17.327.271
10	\$ 6.600.074	\$ 51.124.246	\$ 23.927.346

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 3

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.625.458	\$ 3.288.397
2	0,822702475	\$ 3.955.228	\$ 3.253.976
3	0,746215397	\$ 4.285.816	\$ 3.198.142
4	0,676839362	\$ 4.616.424	\$ 3.124.578
5	0,613913254	\$ 4.947.032	\$ 3.037.049
6	0,556837418	\$ 5.277.641	\$ 2.938.788
7	0,505067953	\$ 5.608.249	\$ 2.832.547
8	0,458111522	\$ 5.938.857	\$ 2.720.659
9	0,415520655	\$ 6.269.466	\$ 2.605.093
10	0,376889483	\$ 6.600.074	\$ 2.487.499
Total			\$ 2.289.826

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 2.289.826	12%	6,1

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 4

Premis :

1. Biaya Mercaptan

Naik

2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.862.101,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 8.329.227,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.796.355,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 9.263.482,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.730.609,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 10.197.737,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 10.664.864,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 11.131.991,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 11.599.118,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 12.066.245,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 4							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.862.101,3	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 4.086.197,0	\$ 851.568,6	\$ 3.234.628,4
2		\$ 8.329.227,0	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 4.549.246,5	\$ 967.331,0	\$ 3.581.915,5
3		\$ 8.796.355,4	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 5.013.387,3	\$ 1.083.366,2	\$ 3.930.021,1
4		\$ 9.263.482,7	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 5.477.554,2	\$ 1.199.407,9	\$ 4.278.146,3
5		\$ 9.730.609,9	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.941.721,7	\$ 1.315.449,8	\$ 4.626.271,9
6		\$ 10.197.737,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 6.405.889,2	\$ 1.431.491,7	\$ 4.974.397,5
7		\$ 10.664.864,2	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.870.056,6	\$ 1.547.533,5	\$ 5.322.523,1
8		\$ 11.131.991,3	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 7.334.224,1	\$ 1.663.575,4	\$ 5.670.648,7
9		\$ 11.599.118,5	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 7.798.391,6	\$ 1.779.617,3	\$ 6.018.774,3
10		\$ 12.066.245,6	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 8.262.559,0	\$ 1.895.659,1	\$ 6.366.899,9

Tahun	Proceeds	Cumm Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.914.551	\$ 3.914.551	\$ (23.282.349)
2	\$ 4.261.838	\$ 8.176.389	\$ (19.020.511)
3	\$ 4.609.944	\$ 12.786.332	\$ (14.410.568)
4	\$ 4.958.069	\$ 17.744.401	\$ (9.452.499)
5	\$ 5.306.194	\$ 23.050.596	\$ (4.146.304)
6	\$ 5.654.320	\$ 28.704.916	\$ 1.508.016
7	\$ 6.002.446	\$ 34.707.361	\$ 7.510.461
8	\$ 6.350.571	\$ 41.057.932	\$ 13.861.032
9	\$ 6.698.697	\$ 47.756.629	\$ 20.559.729
10	\$ 7.046.822	\$ 54.803.452	\$ 27.606.552

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 4

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.914.551	\$ 3.550.613
2	0,822702475	\$ 4.261.838	\$ 3.506.225
3	0,746215397	\$ 4.609.944	\$ 3.440.011
4	0,676839362	\$ 4.958.069	\$ 3.355.816
5	0,613913254	\$ 5.306.194	\$ 3.257.543
6	0,556837418	\$ 5.654.320	\$ 3.148.537
7	0,505067953	\$ 6.002.446	\$ 3.031.643
8	0,458111522	\$ 6.350.571	\$ 2.909.270
9	0,415520655	\$ 6.698.697	\$ 2.783.447
10	0,376889483	\$ 7.046.822	\$ 2.655.873
Total			\$ 4.442.078

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 4.442.078	14%	5,7

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 5

Premis :

1. Biaya Mercaptan

Naik

2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.091.186,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.511.600,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 7.932.015,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.352.430,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 8.772.844,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.193.259,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 9.613.673,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 10.034.087,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 10.454.502,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 10.874.916,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
11		\$ 11.302.338,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 78.365,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
12		\$ 11.722.752,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 81.324,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 5							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.091.186,9	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.315.282,6	\$ 658.840,0	\$ 2.656.442,6
2		\$ 7.511.600,0	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 3.731.619,5	\$ 762.924,2	\$ 2.968.695,2
3		\$ 7.932.015,6	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.149.047,5	\$ 867.281,2	\$ 3.281.766,2
4		\$ 8.352.430,2	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 4.566.501,7	\$ 971.644,8	\$ 3.594.856,9
5		\$ 8.772.844,6	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 4.983.956,4	\$ 1.076.008,5	\$ 3.907.947,9
6		\$ 9.193.259,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.401.411,2	\$ 1.180.372,2	\$ 4.221.039,0
7		\$ 9.613.673,5	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 5.818.865,9	\$ 1.284.735,9	\$ 4.534.130,1
8		\$ 10.034.087,9	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.236.320,7	\$ 1.389.099,5	\$ 4.847.221,1
9		\$ 10.454.502,3	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 6.653.775,4	\$ 1.493.463,2	\$ 5.160.312,2
10		\$ 10.874.916,7	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.071.230,2	\$ 1.597.826,9	\$ 5.473.403,3
11		\$ 11.302.338,1	\$ 3.806.646,2	\$ 679.922,5	\$ 7.495.691,9	\$ 1.703.942,3	\$ 5.791.749,5
12		\$ 11.722.752,5	\$ 3.809.605,9	\$ 679.922,5	\$ 7.913.146,6	\$ 1.808.306,0	\$ 6.104.840,6

Tahun ke-	Procceds	Cummulative Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.336.365	\$ 3.336.365	\$ (23.860.535)
2	\$ 3.648.618	\$ 6.984.983	\$ (20.211.917)
3	\$ 3.961.689	\$ 10.946.672	\$ (16.250.228)
4	\$ 4.274.779	\$ 15.221.451	\$ (11.975.449)
5	\$ 4.587.870	\$ 19.809.321	\$ (7.387.579)
6	\$ 4.900.961	\$ 24.710.283	\$ (2.486.617)
7	\$ 5.214.053	\$ 29.924.335	\$ 2.727.435
8	\$ 5.527.144	\$ 35.451.479	\$ 8.254.579
9	\$ 5.840.235	\$ 41.291.714	\$ 14.094.814
10	\$ 6.153.326	\$ 47.445.039	\$ 20.248.139
11	\$ 6.471.672	\$ 53.916.711	\$ 26.719.811
12	\$ 6.784.763	\$ 60.701.475	\$ 33.504.575

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 5

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.336.365	\$ 3.026.181
2	0,822702475	\$ 3.648.618	\$ 3.001.727
3	0,746215397	\$ 3.961.689	\$ 2.956.273
4	0,676839362	\$ 4.274.779	\$ 2.893.339
5	0,613913254	\$ 4.587.870	\$ 2.816.554
6	0,556837418	\$ 4.900.961	\$ 2.729.039
7	0,505067953	\$ 5.214.053	\$ 2.633.451
8	0,458111522	\$ 5.527.144	\$ 2.532.048
9	0,415520655	\$ 5.840.235	\$ 2.426.738
10	0,376889483	\$ 6.153.326	\$ 2.319.124
11	0,341849871	\$ 6.471.672	\$ 2.212.340
12	0,31006791	\$ 6.784.763	\$ 2.103.737
Total			\$ 4.453.652

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 4.453.652	13%	6,5

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 6

Premis :

1. Biaya Mercaptan

Naik

2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.283.915,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.716.006,8	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.148.100,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.580.193,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.012.285,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.444.378,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 9.876.471,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$10.308.563,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$10.740.656,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$11.172.749,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
11		\$11.611.848,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 78.365,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
12		\$12.043.941,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 81.324,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 6							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.283.915,5	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.508.011,2	\$ 707.022,2	\$ 2.800.989,0
2		\$ 7.716.006,8	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 3.936.026,2	\$ 814.025,9	\$ 3.122.000,3
3		\$ 8.148.100,6	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.365.132,4	\$ 921.302,5	\$ 3.443.829,9
4		\$ 8.580.193,3	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 4.794.264,8	\$ 1.028.585,6	\$ 3.765.679,2
5		\$ 9.012.285,9	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.223.397,7	\$ 1.135.868,8	\$ 4.087.528,9
6		\$ 9.444.378,5	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.652.530,7	\$ 1.243.152,0	\$ 4.409.378,6
7		\$ 9.876.471,1	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.081.663,6	\$ 1.350.435,3	\$ 4.731.228,3
8		\$10.308.563,7	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.510.796,5	\$ 1.457.718,5	\$ 5.053.078,0
9		\$10.740.656,4	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 6.939.929,5	\$ 1.565.001,7	\$ 5.374.927,7
10		\$11.172.749,0	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.369.062,4	\$ 1.672.285,0	\$ 5.696.777,4
11		\$11.611.848,5	\$ 3.806.646,2	\$ 679.922,5	\$ 7.805.202,3	\$ 1.781.319,9	\$ 6.023.882,3
12		\$12.043.941,1	\$ 3.809.605,9	\$ 679.922,5	\$ 8.234.335,2	\$ 1.888.603,2	\$ 6.345.732,0

Tahun ke-	Proceeds	Cummulative Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.480.912	\$ 3.480.912	\$ (23.715.988)
2	\$ 3.801.923	\$ 7.282.834	\$ (19.914.066)
3	\$ 4.123.752	\$ 11.406.587	\$ (15.790.313)
4	\$ 4.445.602	\$ 15.852.188	\$ (11.344.712)
5	\$ 4.767.451	\$ 20.619.640	\$ (6.577.260)
6	\$ 5.089.301	\$ 25.708.941	\$ (1.487.959)
7	\$ 5.411.151	\$ 31.120.092	\$ 3.923.192
8	\$ 5.733.001	\$ 36.853.092	\$ 9.656.192
9	\$ 6.054.850	\$ 42.907.943	\$ 15.711.043
10	\$ 6.376.700	\$ 49.284.643	\$ 22.087.743
11	\$ 6.703.805	\$ 55.988.447	\$ 28.791.547
12	\$ 7.025.655	\$ 63.014.102	\$ 35.817.202

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.480.912	\$ 3.157.289
2	0,822702475	\$ 3.801.923	\$ 3.127.851
3	0,746215397	\$ 4.123.752	\$ 3.077.208
4	0,676839362	\$ 4.445.602	\$ 3.008.958
5	0,613913254	\$ 4.767.451	\$ 2.926.802
6	0,556837418	\$ 5.089.301	\$ 2.833.913
7	0,505067953	\$ 5.411.151	\$ 2.732.999
8	0,458111522	\$ 5.733.001	\$ 2.626.354
9	0,415520655	\$ 6.054.850	\$ 2.515.915
10	0,376889483	\$ 6.376.700	\$ 2.403.311
11	0,341849871	\$ 6.703.805	\$ 2.291.695
12	0,31006791	\$ 7.025.655	\$ 2.178.430
Total			\$ 5.683.825

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 5.683.825	14%	6,3

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 7

Premis :

1. Biaya Mercaptan Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.476.644,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.920.413,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.364.185,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.807.956,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.251.727,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.695.498,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 10.139.268,8	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 10.583.039,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 11.026.810,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 11.470.581,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
11		\$ 11.921.358,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 78.365,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
12		\$ 12.365.129,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 81.324,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 7							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.476.644,1	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.700.739,8	\$ 755.204,3	\$ 2.945.535,5
2		\$ 7.920.413,5	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 4.140.433,0	\$ 865.127,6	\$ 3.275.305,4
3		\$ 8.364.185,5	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.581.217,4	\$ 975.323,7	\$ 3.605.893,7
4		\$ 8.807.956,5	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 5.022.027,9	\$ 1.085.526,4	\$ 3.936.501,6
5		\$ 9.251.727,2	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.462.839,0	\$ 1.195.729,1	\$ 4.267.109,9
6		\$ 9.695.498,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.903.650,2	\$ 1.305.931,9	\$ 4.597.718,2
7		\$ 10.139.268,8	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.344.461,3	\$ 1.416.134,7	\$ 4.928.326,6
8		\$ 10.583.039,6	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.785.272,4	\$ 1.526.337,5	\$ 5.258.934,9
9		\$ 11.026.810,4	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 7.226.083,5	\$ 1.636.540,3	\$ 5.589.543,3
10		\$ 11.470.581,2	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.666.894,6	\$ 1.746.743,0	\$ 5.920.151,6
11		\$ 11.921.358,9	\$ 3.806.646,2	\$ 679.922,5	\$ 8.114.712,7	\$ 1.858.697,5	\$ 6.256.015,1
12		\$ 12.365.129,7	\$ 3.809.605,9	\$ 679.922,5	\$ 8.555.523,8	\$ 1.968.900,3	\$ 6.586.623,5

Tahun ke-	Proceeds	Cummulative Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.625.458	\$ 3.625.458	\$ (23.571.442)
2	\$ 3.955.228	\$ 7.580.686	\$ (19.616.214)
3	\$ 4.285.816	\$ 11.866.502	\$ (15.330.398)
4	\$ 4.616.424	\$ 16.482.926	\$ (10.713.974)
5	\$ 4.947.032	\$ 21.429.958	\$ (5.766.942)
6	\$ 5.277.641	\$ 26.707.599	\$ (489.301)
7	\$ 5.608.249	\$ 32.315.848	\$ 5.118.948
8	\$ 5.938.857	\$ 38.254.706	\$ 11.057.806
9	\$ 6.269.466	\$ 44.524.171	\$ 17.327.271
10	\$ 6.600.074	\$ 51.124.246	\$ 23.927.346
11	\$ 6.935.938	\$ 58.060.183	\$ 30.863.283
12	\$ 7.266.546	\$ 65.326.729	\$ 38.129.829

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.625.458	\$ 3.288.397
2	0,822702475	\$ 3.955.228	\$ 3.253.976
3	0,746215397	\$ 4.285.816	\$ 3.198.142
4	0,676839362	\$ 4.616.424	\$ 3.124.578
5	0,613913254	\$ 4.947.032	\$ 3.037.049
6	0,556837418	\$ 5.277.641	\$ 2.938.788
7	0,505067953	\$ 5.608.249	\$ 2.832.547
8	0,458111522	\$ 5.938.857	\$ 2.720.659
9	0,415520655	\$ 6.269.466	\$ 2.605.093
10	0,376889483	\$ 6.600.074	\$ 2.487.499
11	0,341849871	\$ 6.935.938	\$ 2.371.049
12	0,31006791	\$ 7.266.546	\$ 2.253.123
Total			\$ 6.913.998

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 6.913.998	15%	6,1

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 8

Premis :

1. Biaya Mercaptan

Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.862.101,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 8.329.227,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.796.355,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 9.263.482,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.730.609,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 10.197.737,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 10.664.864,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 11.131.991,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 11.599.118,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 12.066.245,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
11		\$ 12.540.379,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 78.365,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
12		\$ 13.007.506,8	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 81.324,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 8							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.862.101,3	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 4.086.197,0	\$ 851.568,6	\$ 3.234.628,4
2		\$ 8.329.227,0	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 4.549.246,5	\$ 967.331,0	\$ 3.581.915,5
3		\$ 8.796.355,4	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 5.013.387,3	\$ 1.083.366,2	\$ 3.930.021,1
4		\$ 9.263.482,7	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 5.477.554,2	\$ 1.199.407,9	\$ 4.278.146,3
5		\$ 9.730.609,9	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.941.721,7	\$ 1.315.449,8	\$ 4.626.271,9
6		\$ 10.197.737,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 6.405.889,2	\$ 1.431.491,7	\$ 4.974.397,5
7		\$ 10.664.864,2	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.870.056,6	\$ 1.547.533,5	\$ 5.322.523,1
8		\$ 11.131.991,3	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 7.334.224,1	\$ 1.663.575,4	\$ 5.670.648,7
9		\$ 11.599.118,5	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 7.798.391,6	\$ 1.779.617,3	\$ 6.018.774,3
10		\$ 12.066.245,6	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 8.262.559,0	\$ 1.895.659,1	\$ 6.366.899,9
11		\$ 12.540.379,7	\$ 3.806.646,2	\$ 679.922,5	\$ 8.733.733,4	\$ 2.013.452,7	\$ 6.720.280,7
12		\$ 13.007.506,8	\$ 3.809.605,9	\$ 679.922,5	\$ 9.197.900,9	\$ 2.129.494,6	\$ 7.068.406,3

Tahun ke-	Proceeds	Cummulative Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.914.551	\$ 3.914.551	\$ (23.282.349)
2	\$ 4.261.838	\$ 8.176.389	\$ (19.020.511)
3	\$ 4.609.944	\$ 12.786.332	\$ (14.410.568)
4	\$ 4.958.069	\$ 17.744.401	\$ (9.452.499)
5	\$ 5.306.194	\$ 23.050.596	\$ (4.146.304)
6	\$ 5.654.320	\$ 28.704.916	\$ 1.508.016
7	\$ 6.002.446	\$ 34.707.361	\$ 7.510.461
8	\$ 6.350.571	\$ 41.057.932	\$ 13.861.032
9	\$ 6.698.697	\$ 47.756.629	\$ 20.559.729
10	\$ 7.046.822	\$ 54.803.452	\$ 27.606.552
11	\$ 7.400.203	\$ 62.203.655	\$ 35.006.755
12	\$ 7.748.329	\$ 69.951.984	\$ 42.755.084

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.914.551	\$ 3.550.613
2	0,822702475	\$ 4.261.838	\$ 3.506.225
3	0,746215397	\$ 4.609.944	\$ 3.440.011
4	0,676839362	\$ 4.958.069	\$ 3.355.816
5	0,613913254	\$ 5.306.194	\$ 3.257.543
6	0,556837418	\$ 5.654.320	\$ 3.148.537
7	0,505067953	\$ 6.002.446	\$ 3.031.643
8	0,458111522	\$ 6.350.571	\$ 2.909.270
9	0,415520655	\$ 6.698.697	\$ 2.783.447
10	0,376889483	\$ 7.046.822	\$ 2.655.873
11	0,341849871	\$ 7.400.203	\$ 2.529.759
12	0,31006791	\$ 7.748.329	\$ 2.402.508
Total			\$ 9.374.344

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 9.374.344	16%	5,7

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 9

Premis :

1. Biaya Mercaptan Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.091.186,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.511.600,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 7.932.015,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.352.430,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 8.772.844,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.193.259,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 9.613.673,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 10.034.087,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 10.454.502,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 10.874.916,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
11		\$ 11.302.338,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 78.365,2	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
12		\$ 11.722.752,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 81.324,8	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
13		\$ 12.153.677,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 84.284,5	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
14		\$ 12.574.091,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 87.244,2	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0
15		\$ 12.994.506,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 90.203,8	\$2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 9							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.091.186,9	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.315.282,6	\$ 658.840,0	\$ 2.656.442,6
2		\$ 7.511.600,0	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 3.731.619,5	\$ 762.924,2	\$ 2.968.695,2
3		\$ 7.932.015,6	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.149.047,5	\$ 867.281,2	\$ 3.281.766,2
4		\$ 8.352.430,2	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 4.566.501,7	\$ 971.644,8	\$ 3.594.856,9
5		\$ 8.772.844,6	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 4.983.956,4	\$1.076.008,5	\$ 3.907.947,9
6		\$ 9.193.259,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.401.411,2	\$1.180.372,2	\$ 4.221.039,0
7		\$ 9.613.673,5	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 5.818.865,9	\$1.284.735,9	\$ 4.534.130,1
8		\$ 10.034.087,9	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.236.320,7	\$1.389.099,5	\$ 4.847.221,1
9		\$ 10.454.502,3	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 6.653.775,4	\$1.493.463,2	\$ 5.160.312,2
10		\$ 10.874.916,7	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.071.230,2	\$1.597.826,9	\$ 5.473.403,3
11		\$ 11.302.338,1	\$ 3.806.646,2	\$ 679.922,5	\$ 7.495.691,9	\$1.703.942,3	\$ 5.791.749,5
12		\$ 11.722.752,5	\$ 3.809.605,9	\$ 679.922,5	\$ 7.913.146,6	\$1.808.306,0	\$ 6.104.840,6
13		\$ 12.153.677,3	\$ 3.812.565,6	\$ 679.922,5	\$ 8.341.111,7	\$1.915.297,3	\$ 6.425.814,4
14		\$ 12.574.091,7	\$ 3.815.525,2	\$ 679.922,5	\$ 8.758.566,5	\$2.019.661,0	\$ 6.738.905,5
15		\$ 12.994.506,2	\$ 3.818.484,9	\$ 679.922,5	\$ 9.176.021,3	\$2.124.024,7	\$ 7.051.996,6

Cash Flow - Skenario 9

Tahun ke-	Proceeds	Cummulative Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.336.365	\$ 3.336.365	\$ (23.860.535)
2	\$ 3.648.618	\$ 6.984.983	\$ (20.211.917)
3	\$ 3.961.689	\$ 10.946.672	\$ (16.250.228)
4	\$ 4.274.779	\$ 15.221.451	\$ (11.975.449)
5	\$ 4.587.870	\$ 19.809.321	\$ (7.387.579)
6	\$ 4.900.961	\$ 24.710.283	\$ (2.486.617)
7	\$ 5.214.053	\$ 29.924.335	\$ 2.727.435
8	\$ 5.527.144	\$ 35.451.479	\$ 8.254.579
9	\$ 5.840.235	\$ 41.291.714	\$ 14.094.814
10	\$ 6.153.326	\$ 47.445.039	\$ 20.248.139
11	\$ 6.471.672	\$ 53.916.711	\$ 26.719.811
12	\$ 6.784.763	\$ 60.701.475	\$ 33.504.575
13	\$ 7.105.737	\$ 67.807.212	\$ 40.610.312
14	\$ 7.418.828	\$ 75.226.040	\$ 48.029.140
15	\$ 7.731.919	\$ 82.957.959	\$ 55.761.059

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 9

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.336.365	\$ 3.026.181
2	0,822702475	\$ 3.648.618	\$ 3.001.727
3	0,746215397	\$ 3.961.689	\$ 2.956.273
4	0,676839362	\$ 4.274.779	\$ 2.893.339
5	0,613913254	\$ 4.587.870	\$ 2.816.554
6	0,556837418	\$ 4.900.961	\$ 2.729.039
7	0,505067953	\$ 5.214.053	\$ 2.633.451
8	0,458111522	\$ 5.527.144	\$ 2.532.048
9	0,415520655	\$ 5.840.235	\$ 2.426.738
10	0,376889483	\$ 6.153.326	\$ 2.319.124
11	0,341849871	\$ 6.471.672	\$ 2.212.340
12	0,31006791	\$ 6.784.763	\$ 2.103.737
13	0,281240735	\$ 7.105.737	\$ 1.998.423
14	0,255093637	\$ 7.418.828	\$ 1.892.496
15	0,231377449	\$ 7.731.919	\$ 1.788.992
Total			\$ 10.133.562

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 10.133.562	15%	6,5

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 10

Premis :

1. Biaya Mercaptan

Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.283.915,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.716.006,8	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.148.100,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.580.193,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.012.285,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.444.378,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 9.876.471,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 10.308.563,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 10.740.656,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 11.172.749,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
11		\$ 11.611.848,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 78.365,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
12		\$ 12.043.941,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 81.324,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
13		\$ 12.436.839,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 84.284,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
14		\$ 12.868.931,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 87.244,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
15		\$ 13.301.024,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 90.203,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 10							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.283.915,5	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.508.011,2	\$ 707.022,2	\$ 2.800.989,0
2		\$ 7.716.006,8	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 3.936.026,2	\$ 814.025,9	\$ 3.122.000,3
3		\$ 8.148.100,6	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.365.132,4	\$ 921.302,5	\$ 3.443.829,9
4		\$ 8.580.193,3	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 4.794.264,8	\$ 1.028.585,6	\$ 3.765.679,2
5		\$ 9.012.285,9	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.223.397,7	\$ 1.135.868,8	\$ 4.087.528,9
6		\$ 9.444.378,5	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.652.530,7	\$ 1.243.152,0	\$ 4.409.378,6
7		\$ 9.876.471,1	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.081.663,6	\$ 1.350.435,3	\$ 4.731.228,3
8		\$ 10.308.563,7	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.510.796,5	\$ 1.457.718,5	\$ 5.053.078,0
9		\$ 10.740.656,4	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 6.939.929,5	\$ 1.565.001,7	\$ 5.374.927,7
10		\$ 11.172.749,0	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.369.062,4	\$ 1.672.285,0	\$ 5.696.777,4
11		\$ 11.611.848,5	\$ 3.806.646,2	\$ 679.922,5	\$ 7.805.202,3	\$ 1.781.319,9	\$ 6.023.882,3
12		\$ 12.043.941,1	\$ 3.809.605,9	\$ 679.922,5	\$ 8.234.335,2	\$ 1.888.603,2	\$ 6.345.732,0
13		\$ 12.436.839,1	\$ 3.812.565,6	\$ 679.922,5	\$ 8.624.273,6	\$ 1.986.087,8	\$ 6.638.185,8
14		\$ 12.868.931,7	\$ 3.815.525,2	\$ 679.922,5	\$ 9.053.406,5	\$ 2.093.371,0	\$ 6.960.035,5
15		\$ 13.301.024,3	\$ 3.818.484,9	\$ 679.922,5	\$ 9.482.539,4	\$ 2.200.654,2	\$ 7.281.885,2

Cash Flow - Skenario 10

Tahun ke-	Proceeds	Cummulative Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.480.912	\$ 3.480.912	\$ (23.715.988)
2	\$ 3.801.923	\$ 7.282.834	\$ (19.914.066)
3	\$ 4.123.752	\$ 11.406.587	\$ (15.790.313)
4	\$ 4.445.602	\$ 15.852.188	\$ (11.344.712)
5	\$ 4.767.451	\$ 20.619.640	\$ (6.577.260)
6	\$ 5.089.301	\$ 25.708.941	\$ (1.487.959)
7	\$ 5.411.151	\$ 31.120.092	\$ 3.923.192
8	\$ 5.733.001	\$ 36.853.092	\$ 9.656.192
9	\$ 6.054.850	\$ 42.907.943	\$ 15.711.043
10	\$ 6.376.700	\$ 49.284.643	\$ 22.087.743
11	\$ 6.703.805	\$ 55.988.447	\$ 28.791.547
12	\$ 7.025.655	\$ 63.014.102	\$ 35.817.202
13	\$ 7.318.108	\$ 70.332.210	\$ 43.135.310
14	\$ 7.639.958	\$ 77.972.168	\$ 50.775.268
15	\$ 7.961.808	\$ 85.933.976	\$ 58.737.076

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 10
--

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.480.912	\$ 3.157.289
2	0,822702475	\$ 3.801.923	\$ 3.127.851
3	0,746215397	\$ 4.123.752	\$ 3.077.208
4	0,676839362	\$ 4.445.602	\$ 3.008.958
5	0,613913254	\$ 4.767.451	\$ 2.926.802
6	0,556837418	\$ 5.089.301	\$ 2.833.913
7	0,505067953	\$ 5.411.151	\$ 2.732.999
8	0,458111522	\$ 5.733.001	\$ 2.626.354
9	0,415520655	\$ 6.054.850	\$ 2.515.915
10	0,376889483	\$ 6.376.700	\$ 2.403.311
11	0,341849871	\$ 6.703.805	\$ 2.291.695
12	0,31006791	\$ 7.025.655	\$ 2.178.430
13	0,281240735	\$ 7.320.035	\$ 2.058.692
14	0,255093637	\$ 7.641.885	\$ 1.949.396
15	0,231377449	\$ 7.963.735	\$ 1.842.629
Total			\$ 11.534.542

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 11.534.542	16%	6,3

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 11

Premis :

1. Biaya Mercaptan Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.476.644,1	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 7.920.413,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.364.185,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 8.807.956,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.251.727,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 9.695.498,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 10.139.268,8	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 10.583.039,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 11.026.810,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 11.470.581,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
11		\$ 11.921.358,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 78.365,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
12		\$ 12.365.129,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 81.324,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
13		\$ 12.769.705,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 84.284,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
14		\$ 13.213.476,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 87.244,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
15		\$ 13.657.247,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 90.203,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 11							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.476.644,1	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 3.700.739,8	\$ 755.204,3	\$ 2.945.535,5
2		\$ 7.920.413,5	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 4.140.433,0	\$ 865.127,6	\$ 3.275.305,4
3		\$ 8.364.185,5	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 4.581.217,4	\$ 975.323,7	\$ 3.605.893,7
4		\$ 8.807.956,5	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 5.022.027,9	\$ 1.085.526,4	\$ 3.936.501,6
5		\$ 9.251.727,2	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.462.839,0	\$ 1.195.729,1	\$ 4.267.109,9
6		\$ 9.695.498,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 5.903.650,2	\$ 1.305.931,9	\$ 4.597.718,2
7		\$ 10.139.268,8	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.344.461,3	\$ 1.416.134,7	\$ 4.928.326,6
8		\$ 10.583.039,6	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 6.785.272,4	\$ 1.526.337,5	\$ 5.258.934,9
9		\$ 11.026.810,4	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 7.226.083,5	\$ 1.636.540,3	\$ 5.589.543,3
10		\$ 11.470.581,2	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 7.666.894,6	\$ 1.746.743,0	\$ 5.920.151,6
11		\$ 11.921.358,9	\$ 3.806.646,2	\$ 679.922,5	\$ 8.114.712,7	\$ 1.858.697,5	\$ 6.256.015,1
12		\$ 12.365.129,7	\$ 3.809.605,9	\$ 679.922,5	\$ 8.555.523,8	\$ 1.968.900,3	\$ 6.586.623,5
13		\$ 12.769.705,9	\$ 3.812.565,6	\$ 679.922,5	\$ 8.957.140,3	\$ 2.069.304,5	\$ 6.887.835,9
14		\$ 13.213.476,7	\$ 3.815.525,2	\$ 679.922,5	\$ 9.397.951,4	\$ 2.179.507,2	\$ 7.218.444,2
15		\$ 13.657.247,4	\$ 3.818.484,9	\$ 679.922,5	\$ 9.838.762,5	\$ 2.289.710,0	\$ 7.549.052,5

Cash Flow - Skenario 11

Tahun ke-	Proceeds	Cummulative Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.625.458	\$ 3.625.458	\$ (23.571.442)
2	\$ 3.955.228	\$ 7.580.686	\$ (19.616.214)
3	\$ 4.285.816	\$ 11.866.502	\$ (15.330.398)
4	\$ 4.616.424	\$ 16.482.926	\$ (10.713.974)
5	\$ 4.947.032	\$ 21.429.958	\$ (5.766.942)
6	\$ 5.277.641	\$ 26.707.599	\$ (489.301)
7	\$ 5.608.249	\$ 32.315.848	\$ 5.118.948
8	\$ 5.938.857	\$ 38.254.706	\$ 11.057.806
9	\$ 6.269.466	\$ 44.524.171	\$ 17.327.271
10	\$ 6.600.074	\$ 51.124.246	\$ 23.927.346
11	\$ 6.935.938	\$ 58.060.183	\$ 30.863.283
12	\$ 7.266.546	\$ 65.326.729	\$ 38.129.829
13	\$ 7.567.758	\$ 72.894.487	\$ 45.697.587
14	\$ 7.898.367	\$ 80.792.854	\$ 53.595.954
15	\$ 8.228.975	\$ 89.021.829	\$ 61.824.929

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 11
--

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.625.458	\$ 3.288.397
2	0,822702475	\$ 3.955.228	\$ 3.253.976
3	0,746215397	\$ 4.285.816	\$ 3.198.142
4	0,676839362	\$ 4.616.424	\$ 3.124.578
5	0,613913254	\$ 4.947.032	\$ 3.037.049
6	0,556837418	\$ 5.277.641	\$ 2.938.788
7	0,505067953	\$ 5.608.249	\$ 2.832.547
8	0,458111522	\$ 5.938.857	\$ 2.720.659
9	0,415520655	\$ 6.269.466	\$ 2.605.093
10	0,376889483	\$ 6.600.074	\$ 2.487.499
11	0,341849871	\$ 6.935.938	\$ 2.371.049
12	0,31006791	\$ 7.266.546	\$ 2.253.123
13	0,281240735	\$ 7.569.685	\$ 2.128.904
14	0,255093637	\$ 7.900.294	\$ 2.015.315
15	0,231377449	\$ 8.230.902	\$ 1.904.445
Total			\$ 12.962.662

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 12.962.662	17%	6,1

Analisa Perhitungan Keekonomian Terminal Penerima LPG - Skenario 12

Premis :

1. Biaya Mercaptan

Naik 2,5% / Tahun

Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	Listrik	Administration	Mercaptan	Maintenance	Gaji Pekerja
0	\$ 27.196.900						
1		\$ 7.862.101,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 47.623,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
2		\$ 8.329.227,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 51.699,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
3		\$ 8.796.355,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 54.687,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
4		\$ 9.263.482,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 57.647,4	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
5		\$ 9.730.609,9	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 60.607,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
6		\$ 10.197.737,0	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 63.566,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
7		\$ 10.664.864,2	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 66.526,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
8		\$ 11.131.991,3	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 69.486,1	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
9		\$ 11.599.118,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 72.445,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
10		\$ 12.066.245,6	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 75.405,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
11		\$ 12.540.379,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 78.365,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
12		\$ 13.007.506,8	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 81.324,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
13		\$ 13.435.439,4	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 84.284,5	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
14		\$ 13.902.566,5	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 87.244,2	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0
15		\$ 14.369.693,7	\$ 144.422,1	\$ 50.000,0	\$ 90.203,8	\$ 2.991.659,0	\$ 542.200,0

Cash Flow - Skenario 12							
Tahun ke-	Deskripsi						
	CAPEX	Revenue	OPEX	Depresiasi	BTCF	Pajak 25%	ATCF
0	\$ (27.196.900)						
1		\$ 7.862.101,3	\$ 3.775.904,3	\$ 679.922,5	\$ 4.086.197,0	\$ 851.568,6	\$ 3.234.628,4
2		\$ 8.329.227,0	\$ 3.779.980,6	\$ 679.922,5	\$ 4.549.246,5	\$ 967.331,0	\$ 3.581.915,5
3		\$ 8.796.355,4	\$ 3.782.968,2	\$ 679.922,5	\$ 5.013.387,3	\$ 1.083.366,2	\$ 3.930.021,1
4		\$ 9.263.482,7	\$ 3.785.928,5	\$ 679.922,5	\$ 5.477.554,2	\$ 1.199.407,9	\$ 4.278.146,3
5		\$ 9.730.609,9	\$ 3.788.888,2	\$ 679.922,5	\$ 5.941.721,7	\$ 1.315.449,8	\$ 4.626.271,9
6		\$ 10.197.737,0	\$ 3.791.847,9	\$ 679.922,5	\$ 6.405.889,2	\$ 1.431.491,7	\$ 4.974.397,5
7		\$ 10.664.864,2	\$ 3.794.807,5	\$ 679.922,5	\$ 6.870.056,6	\$ 1.547.533,5	\$ 5.322.523,1
8		\$ 11.131.991,3	\$ 3.797.767,2	\$ 679.922,5	\$ 7.334.224,1	\$ 1.663.575,4	\$ 5.670.648,7
9		\$ 11.599.118,5	\$ 3.800.726,9	\$ 679.922,5	\$ 7.798.391,6	\$ 1.779.617,3	\$ 6.018.774,3
10		\$ 12.066.245,6	\$ 3.803.686,6	\$ 679.922,5	\$ 8.262.559,0	\$ 1.895.659,1	\$ 6.366.899,9
11		\$ 12.540.379,7	\$ 3.806.646,2	\$ 679.922,5	\$ 8.733.733,4	\$ 2.013.452,7	\$ 6.720.280,7
12		\$ 13.007.506,8	\$ 3.809.605,9	\$ 679.922,5	\$ 9.197.900,9	\$ 2.129.494,6	\$ 7.068.406,3
13		\$ 13.435.439,4	\$ 3.812.565,6	\$ 679.922,5	\$ 9.622.873,8	\$ 2.235.737,8	\$ 7.387.136,0
14		\$ 13.902.566,5	\$ 3.815.525,2	\$ 679.922,5	\$ 10.087.041,3	\$ 2.351.779,7	\$ 7.735.261,6
15		\$ 14.369.693,7	\$ 3.818.484,9	\$ 679.922,5	\$ 10.551.208,8	\$ 2.467.821,6	\$ 8.083.387,2

Cash Flow - Skenario 12

Tahun ke-	Proceeds	Cummulative Proceeds	Balance
0			\$ (27.196.900)
1	\$ 3.914.551	\$ 3.914.551	\$ (23.282.349)
2	\$ 4.261.838	\$ 8.176.389	\$ (19.020.511)
3	\$ 4.609.944	\$ 12.786.332	\$ (14.410.568)
4	\$ 4.958.069	\$ 17.744.401	\$ (9.452.499)
5	\$ 5.306.194	\$ 23.050.596	\$ (4.146.304)
6	\$ 5.654.320	\$ 28.704.916	\$ 1.508.016
7	\$ 6.002.446	\$ 34.707.361	\$ 7.510.461
8	\$ 6.350.571	\$ 41.057.932	\$ 13.861.032
9	\$ 6.698.697	\$ 47.756.629	\$ 20.559.729
10	\$ 7.046.822	\$ 54.803.452	\$ 27.606.552
11	\$ 7.400.203	\$ 62.203.655	\$ 35.006.755
12	\$ 7.748.329	\$ 69.951.984	\$ 42.755.084
13	\$ 8.067.058	\$ 78.019.042	\$ 50.822.142
14	\$ 8.415.184	\$ 86.434.226	\$ 59.237.326
15	\$ 8.763.310	\$ 95.197.536	\$ 68.000.636

Perhitungan NPV, IRR dan PP - Skenario 12
--

Tahun ke-	<i>i</i>	Cashflow Discounted	NPV
	10,25%		
0	1	\$ (27.196.900)	\$ (27.196.900)
1	0,907029478	\$ 3.914.551	\$ 3.550.613
2	0,822702475	\$ 4.261.838	\$ 3.506.225
3	0,746215397	\$ 4.609.944	\$ 3.440.011
4	0,676839362	\$ 4.958.069	\$ 3.355.816
5	0,613913254	\$ 5.306.194	\$ 3.257.543
6	0,556837418	\$ 5.654.320	\$ 3.148.537
7	0,505067953	\$ 6.002.446	\$ 3.031.643
8	0,458111522	\$ 6.350.571	\$ 2.909.270
9	0,415520655	\$ 6.698.697	\$ 2.783.447
10	0,376889483	\$ 7.046.822	\$ 2.655.873
11	0,341849871	\$ 7.400.203	\$ 2.529.759
12	0,31006791	\$ 7.748.329	\$ 2.402.508
13	0,281240735	\$ 8.068.985	\$ 2.269.327
14	0,255093637	\$ 8.417.111	\$ 2.147.151
15	0,231377449	\$ 8.765.237	\$ 2.028.078
Total			\$ 15.818.901

<i>i</i>	NPV	IRR	PP
10,25%	\$ 15.818.901	18%	5,7

**RANGKUMAN TABEL PERHITUNGAN KEEKONOMIAN
(BERDASARKAN PERIODE DAN HARGA)**

CAPEX	OPEX	Periode	Harga	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	10	\$ 18,0	\$ 137.574,5	10%	6,5
		10	\$ 18,5	\$ 1.213.700,3	11%	6,3
		10	\$ 19,0	\$ 2.289.826,1	12%	6,1
		10	\$ 20,0	\$ 4.442.077,6	14%	5,7
		12	\$ 18,0	\$ 4.453.652,1	13%	6,5
		12	\$ 18,5	\$ 5.683.825,1	14%	6,3
		12	\$ 19,0	\$ 6.913.998,2	15%	6,1
		12	\$ 20,0	\$ 9.374.344,2	16%	5,7
		15	\$ 18,0	\$ 10.133.562,3	15%	6,5
		15	\$ 18,5	\$ 11.534.542,0	16%	6,3
		15	\$ 19,0	\$ 12.962.661,7	17%	6,1
		15	\$ 20,0	\$ 15.818.901,1	18%	5,7

CAPEX	OPEX	Periode	Harga	NPV	IRR	PP
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	10	\$ 18,0	\$ (2.079.648,5)	9%	6,9
		10	\$ 18,5	\$ (1.003.522,8)	10%	6,7
		10	\$ 19,0	\$ 72.603,0	10%	6,5
		10	\$ 20,0	\$ 2.224.854,6	12%	6,1
		12	\$ 18,0	\$ 2.144.322,0	12%	6,9
		12	\$ 18,5	\$ 3.374.495,1	12%	6,7
		12	\$ 19,0	\$ 4.604.668,1	13%	6,5
		12	\$ 20,0	\$ 7.065.014,2	14%	6,1
		15	\$ 18,0	\$ 7.715.657,6	14%	6,9
		15	\$ 18,5	\$ 9.116.637,3	15%	6,7
		15	\$ 19,0	\$ 10.544.757,1	15%	6,5
		15	\$ 20,0	\$ 13.400.996,5	17%	6,1

CAPEX	OPEX	Periode	Harga	NPV	IRR	PP
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	10	\$ 18,0	\$ (4.291.077,0)	7%	7,4
		10	\$ 18,5	\$ (3.214.951,2)	8%	7,1
		10	\$ 19,0	\$ (2.138.825,4)	9%	6,9
		10	\$ 20,0	\$ 13.426,1	10%	6,5
		12	\$ 18,0	\$ (158.251,4)	10%	7,4
		12	\$ 18,5	\$ 1.071.921,6	11%	7,1
		12	\$ 19,0	\$ 2.302.094,7	12%	6,9
		12	\$ 20,0	\$ 4.762.440,7	13%	6,5
		15	\$ 18,0	\$ 5.305.750,0	13%	7,4
		15	\$ 18,5	\$ 6.706.729,7	13%	7,1
		15	\$ 19,0	\$ 8.134.849,4	14%	6,9
		15	\$ 20,0	\$ 10.991.088,9	15%	6,5

CAPEX	OPEX	Periode	Harga	NPV	IRR	PP
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	10	\$ 18,0	\$ (8.713.933,9)	4%	8,3
		10	\$ 18,5	\$ (7.637.808,1)	5%	8,1
		10	\$ 19,0	\$ (6.561.682,3)	6%	7,8
		10	\$ 20,0	\$ (4.409.430,8)	7%	7,3
		12	\$ 18,0	\$ (4.763.398,3)	8%	8,3
		12	\$ 18,5	\$ (3.533.225,2)	8%	8,1
		12	\$ 19,0	\$ (2.303.052,2)	9%	7,8
		12	\$ 20,0	\$ 157.293,9	10%	7,3
		15	\$ 18,0	\$ 485.934,7	10%	8,3
		15	\$ 18,5	\$ 1.886.914,4	11%	8,1
		15	\$ 19,0	\$ 3.315.034,2	12%	7,8
		15	\$ 20,0	\$ 6.171.273,6	13%	7,3

CAPEX	OPEX	Periode	Harga	NPV	IRR	PP
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	10	\$ 18,0	\$(13.136.790,8)	2%	9,4
		10	\$ 18,5	\$(12.060.665,0)	2%	9,1
		10	\$ 19,0	\$(10.984.539,2)	3%	8,9
		10	\$ 20,0	\$ (8.832.287,7)	5%	8,3
		12	\$ 18,0	\$ (9.368.545,1)	5%	9,4
		12	\$ 18,5	\$ (8.138.372,1)	6%	9,1
		12	\$ 19,0	\$ (6.908.199,0)	7%	8,9
		12	\$ 20,0	\$ (4.447.853,0)	8%	8,3
		15	\$ 18,0	\$ (4.333.880,5)	8%	9,4
		15	\$ 18,5	\$ (2.932.900,8)	9%	9,1
		15	\$ 19,0	\$ (1.504.781,1)	10%	8,9
		15	\$ 20,0	\$ 1.351.458,3	11%	8,3

**RANGKUMAN TABEL PERHITUNGAN KEEKONOMIAN
(BERDASARKAN PRESENTASE SENSITIVITAS)**

Analisis Sensitivitas Pada Periode 10 Tahun dengan Harga \$18				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 137.574,5	10%	6,5
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ (2.079.648,5)	9%	6,9
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ (4.291.077,0)	7%	7,4
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (8.713.933,9)	4%	8,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (13.136.790,8)	2%	9,4

Analisis Sensitivitas Pada Periode 10 Tahun dengan Harga \$18,5				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 1.213.700,3	11%	6,3
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ (1.003.522,8)	10%	6,7
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ (3.214.951,2)	8%	7,1
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (7.637.808,1)	5%	8,1
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (12.060.665,0)	2%	9,1

Analisis Sensitivitas Pada Periode 10 Tahun dengan Harga \$19				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 2.289.826,1	12%	6,1
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 72.603,0	10%	6,5
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ (2.138.825,4)	9%	6,9
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (6.561.682,3)	6%	7,8
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (10.984.539,2)	3%	8,9

Analisis Sensitivitas Pada Periode 10 Tahun dengan Harga \$20				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 4.442.077,6	14%	5,7
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 2.224.854,6	12%	6,1
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 13.426,1	10%	6,5
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (4.409.430,8)	7%	7,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (8.832.287,7)	5%	8,3

Analisis Sensitivitas Pada Periode 12 Tahun dengan Harga \$18				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 4.453.652,1	13%	6,5
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 2.144.322,0	12%	6,9
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ (158.251,4)	10%	7,4
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (4.763.398,3)	8%	8,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (9.368.545,1)	5%	9,4

Analisis Sensitivitas Pada Periode 12 Tahun dengan Harga \$18,5				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 5.683.825,1	14%	6,3
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 3.374.495,1	12%	6,7
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 1.071.921,6	11%	7,1
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (3.533.225,2)	8%	8,1
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (8.138.372,1)	6%	9,1

Analisis Sensitivitas Pada Periode 12 Tahun dengan Harga \$19				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 6.913.998,2	15%	6,1
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 4.604.668,1	13%	6,5
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 2.302.094,7	12%	6,9
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ (2.303.052,2)	9%	7,8
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (6.908.199,0)	7%	8,9

Analisis Sensitivitas Pada Periode 12 Tahun dengan Harga \$20				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 9.374.344,2	16%	5,7
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 7.065.014,2	14%	6,1
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 4.762.440,7	13%	6,5
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 157.293,9	10%	7,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (4.447.853,0)	8%	8,3

Analisis Sensitivitas Pada Periode 15 Tahun dengan Harga \$18				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 10.133.562,3	15%	6,5
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 7.715.657,6	14%	6,9
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 5.305.750,0	13%	7,4
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 485.934,7	10%	8,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (4.333.880,5)	8%	9,4

Analisis Sensitivitas Pada Periode 15 Tahun dengan Harga \$18,5				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 11.534.542,0	16%	6,3
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 9.116.637,3	15%	6,7
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 6.706.729,7	13%	7,1
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 1.886.914,4	11%	8,1
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (2.932.900,8)	9%	9,1

Analisis Sensitivitas Pada Periode 15 Tahun dengan Harga \$19				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 12.962.661,7	17%	6,1
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 10.544.757,1	15%	6,5
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 8.134.849,4	14%	6,9
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 3.315.034,2	12%	7,8
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ (1.504.781,1)	10%	8,9

Analisis Sensitivitas Pada Periode 15 Tahun dengan Harga \$20				
CAPEX	OPEX	NPV	IRR	PP
CAPEX + 0%	OPEX + 0%	\$ 15.818.901,1	18%	5,7
CAPEX + 5%	OPEX + 5%	\$ 13.400.996,5	17%	6,1
CAPEX + 10%	OPEX + 10%	\$ 10.991.088,9	15%	6,5
CAPEX + 20%	OPEX + 20%	\$ 6.171.273,6	13%	7,3
CAPEX + 30%	OPEX + 30%	\$ 1.351.458,3	11%	8,3

BIODATA PENULIS



Penulis memiliki nama lengkap Desy Agung Rachmawaty. Lahir di Jakarta pada tanggal 1 Desember 1996. Penulis merupakan putri pertama dari dua bersaudara dari pasangan suami istri Bapak Sunarso dan Ibu Sri Lestari. Sampai saat ini penulis telah menempuh jenjang pendidikan formal mulai dari TK Islam Hidayatul Firdaus, SD Angkasa 10, SMPN 128 Jakarta, SMAN 14 Jakarta, dan melanjutkan pendidikan tinggi di Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dengan bidang *Reliability, Availability, Management, and Safety* (RAMS). Selama menjalani masa perkuliahan, penulis pernah menjalankan *on the job training* di beberapa perusahaan yaitu PT. Palindo Marine Shipyard

Batam dan PT. Krakatau Bandar Samudera (Port and Service) Cilegon, Banten. Selain menjalankan aktivitas akademik, penulis juga aktif tergabung dalam beberapa aktivitas organisasi seperti, staff Hubungan Luar HIMASISKAL 2015/2016, Wakil Ketua Departemen Hubungan Luar HIMASISKAL 2016/2017, staff divisi acara Marine Icon 2015, staff divisi *public relation* Marine Icon 2016, dan koordinator acara Marine Icon 2017. Penulis juga pernah bergabung dalam kepanitiaan dalam lingkup ITS dengan menjadi panitia *Young Engineers and Scientists Summit* ASEAN 2015, dan panitia Gerigi ITS 2015. Penulis juga aktif dalam kegiatan Laboratorium *Reliability, Availability, Management, and Safety* (RAMS) dengan menjadi panitia MASTIC (*Maritime Safety International Conference*). Selain itu, penulis juga turut serta dalam mengikuti kegiatan pengembangan *softskills* seperti Latihan Keterampilan Manajemen Mahasiswa Pra Tingkat Dasar dan Tingkat Dasar, *Public Relation Training* Fakultas Teknologi Kelautan, dan menjadi peserta *Young Engineers and Scientists Summit* ASEAN 2017.

Desy Agung Rachmawaty
desyagungr@gmail.com